



दिल्ली राजपत्र

Delhi Gazette

असाधारण
EXTRAORDINARY
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 1]
No. 1]

दिल्ली, बृहस्पतिवार, जनवरी 19, 2012/पौष 29, 1933
DELHI, THURSDAY, JANUARY 19, 2012/PAUSA 29, 1933

[रा.ग.ग.क्षे. दि. सं. 253
[N.C.T.D. No. 253

भाग—III

PART—III

राष्ट्रीय राजधानी राज्य क्षेत्र दिल्ली सरकार

GOVERNMENT OF THE NATIONAL CAPITAL TERRITORY OF DELHI

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

दिल्ली, 19 जनवरी, 2012

उत्पादन टैरिफ निर्धारण हेतु निबंधन एवं शर्त विनियम

सं. एफ. 3(290) / टैरिफ / डीआरसी / 2011-12 / सी.एफ.3180 . आयोग, दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ निर्धारण हेतु निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2011 के प्रारूप पर विचार-विमर्श करने तथा विभिन्न अंशधारकों से प्राप्त प्रतिक्रियाओं पर विचार करने के उपरांत और विद्युत अधिनियम, 2003 के अधीन प्रदत्त शक्तियों के प्रयोग में, एतद्वारा दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ निर्धारण हेतु निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2011 अनुमोदित करता है।

क1: संक्षिप्त शीर्षक, प्रारंभन और सीमा

1.1 ये विनियम "दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ निर्धारण हेतु निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2011" कहे जाएंगे।

1.2 ये विनियम संपूर्ण राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में लागू होंगे।

1.3 ये विनियम 1 अप्रैल, 2012 से लागू होंगे तथा जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा नहीं की जाए अथवा विस्तारित नहीं की जाए, प्रारंभन की तिथि से तीन वर्ष की अवधि के लिए लागू होंगे। परतु शर्त यह है कि जहां कोई परियोजना, अथवा उसका कोई भाग, इन विनियमों के प्रारंभन की तिथि से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया गया है तथा जिसका टैरिफ दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग द्वारा उस तिथि तक निर्धारित नहीं किया गया है, ऐसी परियोजना अथवा उसके ऐसे भाग के संबंध में, जैसी भी स्थिति है, 31.3.2012 को समाप्त अवधि के लिए टैरिफ का निर्धारण दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ निर्धारण हेतु निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2007 के अनुसार किया जाएगा।

क2: परिभासाएं और व्याख्या

इन विनियमों में, जबतक कि संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित नहीं हो—

(क) "अधिनियम" का अर्थ विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36), उसके संशोधनों सहित है;

(ख) "अतिरिक्त पूँजीकरण" का अर्थ परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के पश्चात् उपगत किया गया अथवा उपगत किए जाने हेतु प्रक्षेपित और आयोग द्वारा विवेक जाव के पश्चात् स्थीकृत पूँजीगत व्यय है, जो इन विनियमों के कलॉन 6.3, 6.4 के प्रावधानों के अधीन है,

- (ग) "आवेदक" का अर्थ एक उत्पादक कंपनी है, जो इस विनियमों के अनुसरण में टैरिफ के निर्धारण हेतु आवेदन कर चुकी है अथवा वार्षिक निष्पादन समीक्षा हेतु आवेदन कर चुकी है तथा इसमें ऐसी उत्पादक कंपनी शामिल है, जिसका टैरिफ स्वतः प्रेरित अथवा किसी इच्छुक अथवा प्रभावित व्यक्ति द्वारा प्रस्तुत याचिका पर अथवा वार्षिक निष्पादन समीक्षा के अंग के रूप में आयोग द्वारा समीक्षायीन है;
- (घ) "अनुषंगी ऊर्जा खपत" अथवा "एयूएक्स" का एक उत्पादक केंद्र के मामले में एक निश्चित अवधि के संबंध में अर्थ उत्पादक केंद्र के अनुषंगी उपस्कर द्वारा खपत की गई ऊर्जा तथा उत्पादक केंद्र के भीतर परिणामित्र क्षतियों की प्रमात्रा है, जो उत्पादक केंद्र की सभी यूनिटों के उत्पादन टर्मिनल्स में उत्पादन की गई सकल ऊर्जा के योग के प्रतिशत के रूप में अभिव्यक्त की जाती है;
- (ड) "लेखा-परीक्षक" का अभिप्राय उत्पादक कंपनी द्वारा कंपनी अधिनियम, 1956 (1956 का 1) की धारा 224, 233ख और 619 अथवा अस्थाई रूप से लागू किसी अन्य कानून के प्रावधानों के अनुसार नियुक्त लेखा-परीक्षक है;
- (च) "आधार वर्ष" का अर्थ नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष का तत्काल पूर्ववर्ती और इन विनियमों के प्रयोजनों हेतु प्रयुक्त वित्तीय वर्ष है;
- (छ) "लाभार्थी" का उत्पादक कंपनी के संबंध में अर्थ ऐसे उत्पादक केंद्र से उत्पादन की गई विद्युत का क्रेता व्यक्ति है, जिसके टैरिफ का निर्धारण इन विनियमों के अधीन किया गया है;
- (ज) "ब्लॉक" के एक संयुक्त चक्र ताप विद्युत उत्पादन केंद्र के संबंध में अर्थ में कंबस्चन टर्बाइन-जेनरेटर, संबद्ध वेस्ट हीट रिकवरी बॉयलर, कनेक्टेड स्टीम टर्बाइन-जेनरेटर तथा सहायक उपसाधन शामिल हैं;
- (झ) "सीईआरसी" का अर्थ केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग है;
- (झ) "कानून में परिवर्तन" का अर्थ निम्नलिखित किसी घटना का घटित होना है:
- (i) किसी कानून का अधिनियमन, प्रभावी किया जाना, अंगीकरण, घोषणा, संशोधन, कियित संशोधन अथवा रद्द किया जाना; अथवा
 - (ii) किसी सक्षम न्यायालय, द्रिल्यूनल अथवा भारतीय सरकारी करणत्व द्वारा, किसी कानून की व्याख्या में परिवर्तन, जो ऐसी व्याख्या के लिए कानून के तहत अंतिम प्राधिकरण है; अथवा
 - (iii) किसी सक्षम सांविधिक प्राधिकारी द्वारा परियोजना हेतु उपलब्ध अथवा प्राप्त की गई किसी सहमति, अनुमोदन अथवा लाइसेंस में परिवर्तन;
- (ट) "आयोग" का अर्थ दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग है;
- (ठ) "व्यवसाय संचालन विनियम" का अर्थ दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग बृहद (व्यवसाय संचालन) विनियम, 2001, समय-समय पर यथा संशोधित है;
- (ड) "नियंत्रण अवधि" का अर्थ आयोग द्वारा 1 अप्रैल 2012 से 31 मार्च, 2015 तक नियत की गई बहु-वर्षीय अवधि है;
- (ढ) "विच्छेदन तिथि" का अर्थ परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के वर्ष के दो वर्ष पश्चात समाप्त हो रहे वर्ष की 31 मार्च है और परियोजना वर्ष की अंतिम तिमाही में वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन होना घोषित किए जाने की स्थिति में, विच्छेदन तिथि वाणिज्यिक प्रचालन के वर्ष के तीन वर्ष पश्चात समाप्त हो रहे वर्ष की 31 मार्च होगी;
- (ण) "वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि" अथवा 'सीओडी' का अर्थ तापीय विद्युत केंद्र की यूनिट अथवा ब्लॉक के संबंध में उत्पादक कंपनी द्वारा लाभार्थियों को सूचना के पश्चात एक सफल परीक्षण चालन के माध्यम से अधिकतम सत्र दर (एमसीआर) अथवा सस्थापित क्षमता (आईसी) दर्शन के पश्चात घोषित की गई तिथि है, जिसके 0000 बजे से समय निर्धारण प्रक्रिया का कार्यान्वयन पूर्ण रूप से भारतीय विद्युत ग्रिड सहित (आईईजीसी) के अनुसार किया जाता है और समग्र रूप में एक उत्पादक केंद्र के संबंध में उत्पादक केंद्र की अंतिम यूनिट अथवा ब्लॉक के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि है;
- (त) "दिवस" का अर्थ 0000 बजे से प्रारंभ 24 घंटे की अवधि है;
- (थ) "घोषित क्षमता" अथवा 'डीसी' का एक उत्पादक कंपनी के संबंध में अर्थ, ईंधन अथवा जल की उपलब्धता को विधिवत ध्यान में रखते हुए, और आगे संबद्ध विनियम में अर्हता के अधीन, पूर्ण दिवस अथवा दिवस के अश के संबंध में ऐसे उत्पादक केंद्र द्वारा में एक्स-बस विद्युत प्रदान करने की घोषित क्षमता है;
- (द) "उपग्रह व्यय" का अर्थ वह निधि याहू इक्विटी अथवा क्रृष्ण अथवा दोनों हैं जो एक उपयोगी संपत्ति के सृजन अथवा अर्जन हेतु वास्तव में नियोजित की गई तथा नकद अथवा नकद समतुल्य में अदा की गई है और इसमें वे वर्वनबद्धताएं अथवा देयताएं शामिल नहीं हैं, जिनके लिए कोई भुगतान नहीं किया गया है;
- (ध) "वित्तीय वर्ष" का अर्थ एक कैलेंडर वर्ष के 1 अप्रैल को प्रारंभ और उसके अनुवर्ती कैलेंडर वर्ष के 31 मार्च को समाप्त होने वाली अवधि है;
- (न) "सकल कैलोरीफिक मान" अथवा 'जीसीवी' का तापीय विद्युत उत्पादन केंद्र के संबंध में अर्थ एक किलोग्राम ठोस ईंधन अथवा एक लीटर तरल ईंधन अथवा एक मानक घन मीटर गैसीय ईंधन, जैसी भी स्थिति है, के पूर्ण दहन द्वारा किलोकैलोरी में उत्पन्न ऊर्जा है;
- (प) "सकल केंद्र ऊर्जा दर" अथवा 'जीएचआर' का अर्थ एक तापीय विद्युत उत्पादन केंद्र के जेनरेटिंग टर्मिनल्स में एक किलो वाट वैद्युत ऊर्जा उत्पन्न करने के लिए अपेक्षित किलो कैलोरी ऊर्जा ऊर्जा निवेश है;
- (फ) "अशक्त शक्ति" का अर्थ उत्पादन केंद्र की यूनिट अथवा ब्लॉक में वाणिज्यिक प्रचालन से पूर्व अंतः क्षेपित विद्युत है;
- (ब) "संस्थापित क्षमता" अथवा 'आईसी' का अर्थ उत्पादन केंद्र की समस्त यूनिटों की नाम प्लेट क्षमताओं का योग अथवा उत्पादन केंद्र की क्षमता (जेनरेटर टर्मिनल्स पर गणना) है, जो आयोग द्वारा समय-समय पर अनुमोदित की गई है;
- (भ) "अधिकतम सत्र दर" अथवा 'एमसीआर' का तापीय विद्युत उत्पादन केंद्र की यूनिट के संबंध में अर्थ, विनिर्माता द्वारा वर्गीकृत प्राचलकों पर जेनरेटर टर्मिनल्स पर अधिकतम सत्र उत्पादन और एक संयुक्त चक्र तापीय विद्युत उत्पादन केंद्र के ब्लॉक के संबंध में विनिर्माता द्वारा जल/वाष्ठ अंतःक्षेपण (यदि लागू है) और 50 हर्टज ग्रिड फ्रीक्वेंसी तथा विनिर्दिष्ट स्थल स्थितियों के साथ जेनरेटर टर्मिनल्स पर अधिकतम सत्र उत्पादन है;
- (म) "मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक" अथवा 'एनएपीएफ' का उत्पादन केंद्र के संबंध में अर्थ इन विनियमों के क्लॉज 7.1 तथा 7.3 में विनिर्दिष्ट उपलब्धता घटक है;
- (य) "प्रचालन और अनुरक्षण व्यय" अथवा 'ओ एवं एम व्यय' का अर्थ परियोजना अथवा उसके भाग के प्रचालन और अनुरक्षण पर किया गया व्यय है तथा इसमें जनशक्ति, मरम्मत, स्पैर्यर्स, उपभोज्य, बीमा और नियत खर्च शामिल हैं;

- (कक) "मूल परियोजना लागत" का अर्थ उत्पादन कंपनी द्वारा परियोजना के मूल दायरे के भीतर आयोग द्वारा मंजूर की गई विच्छेदन तिथि तक बहन किया गया पूँजीगत व्यय है;
- (खख) "संयन्त्र उपलब्धता घटक (पीएफ)" का किसी भी अवधि हेतु उत्पादन केंद्र के संबंध में अर्थ उस अवधि के दौरान सभी दिवसों के लिए दैनिक घोषित क्षमताओं का मात्र है, जो मानकी अतिरिक्त ऊर्जा खपत घटाकर मेगावाट में संस्थापित क्षमता के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है;
- (गग) "परियोजना" का अर्थ उत्पादन केंद्र है;
- (घघ) "राज्य भार प्रेषण केंद्र" अथवा "एसएलडीसी" का अर्थ राज्य सरकार द्वारा अधिनियम की धारा 31 के अधीन कार्यों का निर्वहन और शक्तियों के प्रयोग के प्रयोजनार्थ प्रतिष्ठापित केंद्र है;
- (डड) "अनुसूचित ऊर्जा" का अर्थ राज्य भार प्रेषण केंद्र द्वारा एक दिवस में उत्पादन केंद्र द्वारा ग्रिड में अंतः क्षेपित किए जाने हेतु अनुसूचित ऊर्जा की प्रमाणा है;
- (चच) "अनुसूचित उत्पादन" अथवा "एसजी" किसी भी समय पर अथवा किसी भी अवधि अथवा समयांश के लिए का अर्थ राज्य भार प्रेषण केंद्र द्वारा दी गई मेगावाट अथवा मेगावाट एवं एक्स-बस में विद्युत उत्पादन की अनुसूची है;

नोट

मुक्त चक्र गैस टर्बाइन उत्पादन केंद्र अथवा एक संयुक्त चक्र उत्पादन केंद्र के लिए यदि किसी समयांश हेतु औसत आवृत्ति 49.52 हर्ट्ज से कम है, किंतु 49.02 हर्ट्ज से कम नहीं है और अनुसूचित उत्पादन घोषित क्षमता के 98.5 प्रतिशत से अधिक है, अनुसूचित उत्पादन घोषित क्षमता के 98.5 प्रतिशत तक घटा माना जाएगा, और यदि किसी समयांश हेतु औसत आवृत्ति 49.02 हर्ट्ज से कम है, और अनुसूचित उत्पादन घोषित क्षमता के 96.5 प्रतिशत से अधिक है, अनुसूचित उत्पादन घोषित क्षमता के 96.5 प्रतिशत तक घटा माना जाएगा।

- (छछ) "लघु गैस टर्बाइन उत्पादन केंद्र" का अर्थ मुक्त चक्र गैस टर्बाइन उत्पादन केंद्र अथवा 50 मेगावाट अथवा कम क्षमता दायरे में गैस टर्बाइन के साथ एक संयुक्त चक्र उत्पादन केंद्र है;

- (जज) "राज्य" का अर्थ राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली है;

- (झझ) "यूनिट" का अर्थ संयुक्त चक्र उत्पादन केंद्र का छोड़कर एक तापीय विद्युत उत्पादन केंद्र के संबंध में भाप जेनरेटर, टर्बाइन-जेनरेटर तथा सहायक उपसाधन हैं।

- (ञञ) "उपयोगी जीवन" सीओडी से कोयला/गैस आधारित तापीय विद्युत उत्पादन केंद्र के संबंध में 25 वर्ष होगा।

इन विनियमों में प्रयुक्त शब्द और अभिव्यक्तियां जो इसमें परिभाषित नहीं किए गए हैं, परंतु अधिनियम में परिभाषित किए गए हैं, का अर्थ वही होगा, जो अधिनियम में दिया गया है।

इन विनियमों के अधीन समस्त कार्यावहियां व्यवसाय संचालन विनियम द्वारा शासित होंगी।

क3: विनियमों का दायरा और लागू होने की सीमा

- 3.1 ये विनियम विद्यमान विद्युत उत्पादन केंद्रों द्वारा वितरण लाइसेंस धारकों को विद्युत की आपूर्ति के लिए, अधिनियम की धारा 62 के अधीन उत्पादन टैरिफ के निर्धारण के सभी समालों में लागू होंगे, परंतु वहां लागू नहीं होंगे जहां टैरिफ का निर्धारण अधिनियम की धारा 63 के प्रावधानों के अनुसार केंद्रीय सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुसरण में बोलीदान की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से किया गया है।
- 3.2 अधिनियम, नियमों तथा नीतियों के अधीन, भविष्य में स्थापित किया जाने वाला और राज्य के वितरण लाइसेंस धारक को विद्युत की आपूर्ति का प्रस्ताव करने वाला नया विद्युत उत्पादन केंद्र आयोग द्वारा इन विनियमों के अंतर्गत निर्धारित प्रतिमानों के अधीन होगा, जबतक कि यह विद्युत आपूर्ति का प्रस्ताव अधिनियम की धारा 63 के प्रावधानों के अनुसार केंद्रीय सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुसरण में बोलीदान की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से नहीं करता है।

क4: उत्पादन टैरिफ का निर्धारण

- 4.1 विद्यमान उत्पादन केंद्र:

जहां आयोग ने, इन विनियमों की अधिसूचना से पूर्व किसी समय पर, उत्पादन कंपनी और लाभार्थी के बीच विद्युत क्रय अनुबंध (पीपीए) अथवा व्यवस्था का अनुमोदन किया है, अथवा उसमें दिया गया टैरिफ विद्यमान उत्पादन केंद्र से विद्युत की आपूर्ति हेतु अंगीकार किया है, तब उत्पादन कंपनी द्वारा वितरण लाइसेंस धारक को विद्युत की आपूर्ति, पीपीए में दी गई विद्यमान संस्थापित क्षमता की सीमांतर्गत, के लिए टैरिफ ऐसे पीपीए अथवा व्यवस्था के अनुसार ऐसी अवधि के लिए लागू होगा जो आयोग द्वारा अनुमोदित अथवा अंगीकार की जाती है।

- 4.2 नए उत्पादन केंद्र:

जहां उत्पादन केंद्र इन विनियमों के जारी किए जाने के बाद अथवा 1 अप्रैल, 2012 को अथवा उसके बाद वाणिज्यिक प्रचालनाधीन घोषित किया गया है, उत्पादन कंपनी द्वारा टैरिफ का निर्णय इन विनियमों के अनुसार किया जाएगा।

क5: सामान्य दृष्टिकोण और मार्गदर्शी सिद्धांत

- 5.1 प्रतिस्पर्द्ध, कुशलता, संसाधनों का मित्रव्यवितापूर्ण उपयोग, श्रेष्ठ निष्पादन और इस्तम्भ निवेश के प्रोत्साहन के लिए इन विनियमों को विनिर्दिष्ट करने में आयोग का मार्गदर्शन अधिनियम की धारा 61 तथा 62 में दिए गए सिद्धांतों द्वारा किया जाएगा।

- 5.2 आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु टैरिफ के निर्धारण के लिए बहु वर्षीय टैरिफ संरचना अपनाई जाएगी।

- 5.3 बहु वर्षीय टैरिफ संरचना निम्नलिखित पर आधारित होंगी:

- (क) उत्पादन कंपनी की संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए व्यवसाय योजना (संयन्त्र-वार पृथक रूप से) नियंत्रण अवधि प्रारंभ होने से पूर्व आयोग के समक्ष अनुमोदन के लिए प्रस्तुत की जाएगी;
- (ख) आवेदक का नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए विद्युत की बिली हेतु प्रत्याशित टैरिफ का पूर्वानुमान, अधोवाही वित्तीय तथा प्रचालन प्रावधानों के समुचित अनुभानों पर आधारित, जैसाकि व्यवसाय योजना में प्रस्तुत किया गया है,
- (ग) विशिष्ट प्रावधानों हेतु प्रक्षेप-पथ आयोग द्वारा अनुबद्ध किया जाएगा, जहां आवेदक का निष्पादन प्रोत्साहन और वि-प्रोत्साहन द्वारा सुधारे जाने की जरूरत होगी;
- (घ) निष्पादन की वार्षिक समीक्षा का संचालन अनुमोदित पूर्वानुमान के संर्दम में किया जाएगा।

आधाररेखा

5.4 नियंत्रण अवधि हेतु आधाररेखा मान (प्रचालन और लागत प्राचलक) आयोग द्वारा निर्धारित किए जाएंगे तथा आयोग द्वारा अनुमोदित होंगे।

5.5 आयोग सामान्यतः निष्पादन लक्ष्यों को संशोधित नहीं करेगा भले ही लक्ष्य अ-लेखा परीक्षित लेखा के आधार पर तय किए गए हैं।

पूर्जी निवेश

5.6 अधिनियम, नियमों तथा नीतियों के अधीन, आयोग नियंत्रण अवधि हेतु उत्पादन कंपनी की पूर्जी निवेश योजना उसकी उत्पादन क्षमता विकास के समानुपात में अनुमोदित करेगा। निवेश योजना में संगत पूर्जीकरण अनुसूची तथा वित्तीय योजना भी शामिल होगी।

5.7 वार्षिक निष्पादन समीक्षा के लिए, उत्पादन कंपनी वार्षिक निष्पादन समीक्षा विवरण के साथ समीक्षाधीन वर्ष के दौरान उपगत वास्तविक पूर्जी व्यय और पूर्जीकरण भी प्रस्तुत करेगी।

5.8 आयोग प्रत्येक वर्ष के अंत में उपगत वास्तविक पूर्जी व्यय और पूर्जीकरण की समीक्षा अनुमोदित वास्तविक पूर्जी व्यय और पूर्जीकरण अनुसूची के संदर्भ में करेगा। आयोग किसी वर्ष हेतु वास्तविककृत पूर्जी व्यय और पूर्जीकरण के आधार पर नियंत्रण अवधि के शेष वर्षों के लिए पूर्जी व्यय और पूर्जीकरण संशोधित भी कर सकता है।

5.9 उत्पादन कंपनी द्वारा पूर्जीगत व्यय सामान्यतः आयोग के अनुमोदन के पश्चात वहन किया जाएगा।

निष्पादन लक्ष्य

5.10 आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए उन आइटमों अथवा प्राचलकों हेतु लक्ष्य निर्धारित किए जाएंगे जो "नियंत्रण योग्य" समझी जाती हैं तथा जिनमें निम्न शामिल हैं:

- (क) सकल केंद्र ऊजा दर;
- (ख) मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक;
- (ग) अतिरिक्त ऊर्जा खपत;
- (घ) सहायक इधन तेल खपत;
- (ड) प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय;
- (च) वित्तीय लागत जिसमें ऋण की लागत (व्याज), इक्विटी की लागत (प्रतिफल) शामिल हैं; तथा
- (छ) मूल्यहास

5.11 कलांज 5.10 (क) से (छ) तक में विनिर्दिष्ट प्राचलकों हेतु लक्ष्यों पर न्यूननिष्पादन के कारण हुई कोई वित्तीय हानि टैरिफ के माध्यम से वास्तुली योग्य नहीं है। उसी तरह, इन प्राचलकों के संबंध में अधिनिष्पादन के कारण हुआ कोई वित्तीय लाभ उत्पादन कंपनी का लाभ है तथा टैरिफ में समायोजित नहीं किया जा सकता है।

5.12 मूल्यहास, ऋण तथा इक्विटी को आयोग द्वारा अनुमोदित पूर्जी निवेश योजना (पूर्जी व्यय तथा पूर्जीकरण) के संदर्भ में वास्तविक पूर्जी व्यय तथा वास्तविक पूर्जीकरण के आधार पर हर वर्ष वास्तविक बनाया जाएगा।

परंतु शर्त यह है कि कार्यशील पूर्जी में कोई अधिशेष या घाटा उत्पादन कंपनी के खाते में होगा तथा एआरआर में वास्तविक नहीं बनाया जाएगा। परंतु आगे शर्त यह है कि आयोग व्याज दर को वास्तविक नहीं बनाएगा, यदि नियंत्रण अवधि के दौरान 1 अप्रैल, 2012 को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर में अंतर +/−1 प्रतिशत के भीतर है। भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर में +/−1 प्रतिशत से अधिक के अंतर को ही वास्तविक बनाया जाएगा।

क्र6: टैरिफ के निर्धारण हेतु सिद्धांत**परियोजना की पूर्जी लागत**

6.1 परियोजना की पूर्जी लागत में शामिल होंगे:

- (क) उपगत अथवा उपगत किए जाने हेतु प्रक्षेपित व्यय, निर्माण के दौरान व्याज और वित्तीय प्रमाणों सहित, ऋण पर निर्माण के दौरान विदेशी मुद्रा के जोखिम परिवर्तन के आधार पर कोई लाभ या हानि—(i) नियोजित पूर्जी के 70 प्रतिशत के बराबर, वास्तविक इक्विटी नियोजित पूर्जी के 30 प्रतिशत अधिक होने की स्थिति में, अतिरिक्त इक्विटी को मानकी ऋण के रूप में संसाधित करने द्वारा, अथवा (ii) ऋण की वास्तविक राशि के बराबर, वास्तविक इक्विटी नियोजित पूर्जी के 30 प्रतिशत कम होने की स्थिति में, — परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक, जैसाकि आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के बाद स्वीकार किया गया है टैरिफ के निर्धारण का आधार होगा;
- (ख) पूर्जीकृत प्रारंभिक स्पेयर्स नीचे विनिर्दिष्ट सीलिंग प्रतिमानों के अधीन:

- i. कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केंद्र — मूल परियोजना लागत का 2.5 प्रतिशत

परंतु शर्त यह है कि जहाँ प्रारंभिक स्पेयर्स हेतु मानक प्रतिमान इन विनियमों के कलांज 6.2 के प्रथम परंतु क. के अधीन मानक प्रतिमानों के अंश के रूप में प्रकाशित किए गए हैं, ऐसे प्रतिमान इसमें विनिर्दिष्ट प्रतिमानों को छोड़कर लागू होंगे।

- ग) इस विनियम के कलांज 6.3 तथा 6.4 के अधीन निर्धारित अतिरिक्त पूर्जी व्यय

परंतु शर्त यह है कि संपत्तियाँ जो परियोजना का अंशरूप हैं, किंतु उपयोग में नहीं हैं, पूर्जी लागत से घटा दी जाएगी।

6.2 आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के बाद स्वीकृत पूर्जी लागत टैरिफ के निर्धारण का आधार बनेगी। परंतु शर्त यह है कि तापीय उत्पादन केंद्र के मामले में पूर्जी लागत की विवेक जांच सीईआरसी द्वारा समय पर विनिर्दिष्ट किए गए मानक प्रतिमानों के आधार पर की जा सकती है;

परंतु आगे शर्त यह है कि ऐसे मामलों में जहाँ मानक प्रतिमान विनिर्दिष्ट नहीं किए गए हैं, विवेकपूर्ण जांच में पूर्जीगत व्यय, वित्तीयोषण योजना, निर्माण के दौरान व्याज, कृशल प्रौद्योगिकी का उपयोग, लागत अतिक्रमण तथा समय अतिक्रमण, और ऐसे अन्य विषयों की तारीकता की संवेदी की जा सकती है, जो आयोग द्वारा टैरिफ के निर्धारण हेतु उपयुक्त विचारित किए जाते हैं;

परंतु यह शर्त भी है कि जहाँ उत्पादन कंपनी और लाभार्थियों के बीच किए गए विद्युत क्रय अनुबंध में वास्तविक व्यय की सीलिंग हेतु प्रावधान किया गया है, आयोग द्वारा स्वीकार किए गए पूर्जीगत व्यय में टैरिफ के निर्धारण हेतु ऐसी सीलिंग पर विचार किया जाएगा;

परंतु यह शर्त भी है कि विद्यमान परियोजनाओं के मामले में, आयोग द्वारा 1.4.2012 से पूर्व स्वीकार की गई पूर्जी लागत जो सम्पर्क वास्तविक की गई है, 1.4.2012 को वि-मुक्त नहीं की गई देयता को छोड़कर, यदि कोई तथा नियंत्रण अवधि के संबंधित वर्ष हेतु उपगत किए जाने हेतु प्रक्षेपित अतिरिक्त पूर्जीगत व्यय, जैसाकि आयोग द्वारा स्वीकार किया जाए, टैरिफ के निर्धारण हेतु आधार होगा।

अतिरिक्त पूँजीकरण

- 6.3 उपगत किया गया अथवा किए जाने हेतु प्रक्षेपित पूँजीगत व्यय, कार्य के मूल दायरे के भीतर निम्न आधार पर, वाणिज्यिक प्रचालन के बाद और आयोग द्वारा स्वीकार की गई विच्छेदन तिथि तक, विवेकपूर्ण जांच के अधीन;
- अ-विमुक्त देयताएँ;
 - निष्पादन हेतु प्रास्थगित कार्य;
 - कार्य के मूल दायरे के भीतर प्रारम्भिक पूँजी स्पेयर्स का प्राप्त, इन विनियमों के कर्तव्य 6.1, 6.2 के तहत प्रावधानों के अधीन;
 - विवेचन के अधिनिर्णय अथवा न्यायालय के आदेश अथवा डिक्री के अनुसरण हेतु देयताएँ; तथा
 - विधि में परिवर्तन।
- परंतु शर्त यह है कि कार्य के मूल दायरे में शामिल कार्यों का विस्तृत विवरण के साथ व्यय के अनुमान, अ-विमुक्त देयताएँ तथा निष्पादन हेतु प्रास्थगित कार्यों का विवरण टैरिफ के निर्धारण हेतु आवेदन के साथ प्रस्तुत करना होगा।
- 6.4 विच्छेदन तिथि के बाद निम्नलिखित आधारों पर उपगत किया गया व्यय, आयोग द्वारा इसके विवेकाधीन, विवेकपूर्ण जांच के पश्चात स्वीकार किया जा सकता है:
- विवेचन के अधिनिर्णय अथवा न्यायालय के आदेश अथवा डिक्री के अनुसरण हेतु देयताएँ;
 - विधि में परिवर्तन;
 - कार्य के मूल दायरे में राख ताल अथवा राख संचालन प्रणाली से संबंधित प्रास्थगित कार्य।
 - गैस/तरल ईंधन आधारित मुक्त/संयुक्त चक्र तापीय विद्युत उत्पादन केंद्रों के मामले में, इसकी सीओडी से परिचालन के 15 वर्ष के बाद गैस टर्बाइन का नवीकरण आवश्यक होने पर कोई व्यय और केंद्रों के सफल तथा कुशल प्रचालन के लिए स्पेयर्स की अनुभवशुद्धता अथवा प्रवर्लानातीत होने के कारण आवश्यक व्यय;
 - परंतु शर्त यह है कि गैस टर्बाइन की बड़ी ओवरहालिंग के दौरान उपभोज्यों पर आर एवं एम में शामिल व्यय तथा कंपोनेंट्स और स्पेयर्स की लागत, जो साधारणतः आर एवं एम में शामिल की जाती है, अनुमति दिए जाने हेतु आर एवं एम व्यय से विवेकपूर्ण जांच के बाद उपयुक्त रूप से काट ली जाएगी।
 - उत्पादन केंद्र के नियंत्रण से बाहर परिस्थितियों के फलस्वरूप तापीय उत्पादन केंद्र के संबंध में ईंधन कोयला लिंकेज नहीं हो पाने के कारण ईंधन प्राप्ति प्रणाली में किए गए अथवा अपेक्षित संशोधन के कारण आवश्यक हुआ कोई पूँजीगत व्यय जो विवेकपूर्ण जांच के बाद उचित पाया गया।
 - विच्छेदन तिथि के भीतर निष्पादित कार्य हेतु संविदात्मक कार्याधिकरण के कारण रोका गया भुगतान/अंतिम भुगतान के प्रति न्यून प्रभारित देयता, ऐसी प्रास्थगित देयता के विवरण की विवेकपूर्ण जांच के बाद, पैकेज की कुल अनुमानित लागत, भुगतान के ऐसे रोके जाने हेतु कारण तथा ऐसे भुगतान के कारण इत्यादि।
 - निवेश प्रचालकों की प्रकृति में परिवर्तन, पर्यावरण अपेक्षा तथा कुशलता सुधार सहित परिचालन संबंधी अपेक्षा की पूर्ति के लिए कोई अन्य पूँजीगत व्यय।
- दुर्बल विद्युत की बिक्री**
- 6.5 दुर्बल विद्युत की आपूर्ति गैर अनुभूचित अंतर्परिवर्तन (यूआई) माना जाएगा और उसका भुगतान क्षेत्रीय अथवा राज्य यूआई पूल खाते से लागू फ्रीक्वेंसी-लिंक यूआई दर पर किया जाएगा।
- परंतु शर्त यह है कि उत्पादन कंपनी द्वारा ईंधन व्यय लेखा में लेने के बाद दुर्बल विद्युत की बिक्री से अर्जित राजस्व पूँजी लागत से कम कर दिया जाएगा।
- ऋण-इक्विटी अनुपात**
- 6.6 अंतरण स्कीम दिनांक 1 जुलाई, 2002 में वर्णित उत्पादन केंद्रों के लिए, ऋण पूँजी की राशि वित्तीय वर्ष के प्रारंभ में उत्पादन केंद्र के वित्तपोषण हेतु लिए गए समस्त दीर्घविधि देयशेष का योग होगी, जिसके लिए टैरिफ का निर्धारण, आयोग के टैरिफ आदेशों में परिलक्षितानुसार किया जाएगा।
- 6.7 अंतरण स्कीम दिनांक 1 जुलाई, 2002 में वर्णित उत्पादन केंद्रों के लिए इक्विटी पूँजी की गणना उसमें विनिर्दिष्ट अनुसार की जाएगी। दिनांक 1 जुलाई, 2002 के बाद इक्विटी में कोई भी नई वृद्धि, जो आयोग द्वारा अनुमोदित की गई है, भी विचारित की जाएगी।
- 6.8 1.4.2012 को अथवा पश्चात वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित परियोजना के लिए, यदि वास्तव में नियोजित इक्विटी पूँजी लागत के 30 प्रतिशत से अधिक है, 30 प्रतिशत से अधिक इक्विटी मानकी ऋण माना जाएगा;
- परंतु शर्त यह है कि ऐसे उत्पादन केंद्र के मामले में जहां वास्तविक नियोजित इक्विटी 30 प्रतिशत से अधिक है, टैरिफ निर्धारण के लिए इक्विटी की राशि 30 प्रतिशत तक सीमित होगी तथा शेष राशि मानकी ऋण माना जाएगा;
- परंतु शर्त यह भी है कि ऐसे उत्पादन केंद्र के मामले में जहां वास्तविक नियोजित इक्विटी 30 प्रतिशत से कम है, टैरिफ निर्धारण के लिए वास्तविक ऋण और इक्विटी की राशि पर विचार किया जाएगा।
- 6.9 1.4.2012 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित परियोजना के मामले में, 31.3.2012 को समाप्त अवधि के लिए टैरिफ के निर्धारण हेतु आयोग द्वारा अनुमति ऋण-इक्विटी अनुपात पर विचार किया जाएगा।
- 6.10 1.4.2012 को अथवा पश्चात उपगत किया गया अथवा किए जाने हेतु प्रक्षेपित व्यय जैसकि आयोग द्वारा टैरिफ निर्धारण के लिए अतिरिक्त पूँजी व्यय तथा कार्यकाल विस्तार के लिए नवीकरण और आधुनिकीकरण व्यय के रूप में स्वीकार किया जाए, टैरिफ निर्धारण के लिए मानकी ऋण-इक्विटी अनुपात 70:30 माना जाएगा।
- परंतु शर्त यह है कि ऐसे उत्पादन केंद्र के मामले में जहां नियोजित इक्विटी 30 प्रतिशत से अधिक है, टैरिफ निर्धारण के लिए इक्विटी की राशि 30 प्रतिशत तक सीमित होगी तथा शेष राशि मानकी ऋण माना जाएगा;
- परंतु शर्त यह भी है कि ऐसे उत्पादन केंद्र के मामले में जहां वास्तविक नियोजित इक्विटी 30 प्रतिशत से कम है, टैरिफ निर्धारण के लिए वास्तविक ऋण और इक्विटी की राशि पर विचार किया जाएगा।
- नवीकरण तथा आधुनिकीकरण**
- 6.11 उत्पादन कंपनी, उत्पादन केंद्र अथवा उसकी किसी यूनिट के उपयोगी जीवन से आगे जीवन विस्तार के प्रयोजन हेतु नवीकरण तथा आधुनिकीकरण (आर एवं एम) व्यय की पूर्ति के लिए, आयोग के समक्ष प्रस्ताव के अनुमोदन हेतु एक आवेदन प्रस्तुत करेगी तथा उसके साथ विस्तृत परियोजना रिपोर्ट उसकी पूर्ण समाप्ति, औचित्य, लागत-लाभ विश्लेषण, संदर्भ तिथि से अनुमानित जीवन विस्तार, वित्तीय पैकेज, व्यय का प्रावस्थाकरण, समाप्त की अनुसूची, संदर्भ मूल्य रत्न, विदेशी मुद्रा घटक सहित अनुमानित समाप्त लागत, लाभार्थियों के साथ प्रामाण्य का अभिलेख तथा कोई अन्य सूचना जो उत्पादन कंपनी द्वारा प्रासंगिक विचारित की जाए प्रस्तुत करनी होगी।

- 6.12 जहां उत्पादन कंपनी, नवीकरण तथा आधुनिकीकरण के लिए अपने प्रस्ताव के अनुमोदन हेतु आवेदन करती है, तत्संबंधी अनुमोदन लागत अनुमान, वित्तीय योजना, समापन की अनुसूची, निर्माण के दौरान व्याज, कुशल प्रौद्योगिकी का उपयोग, लागत-लाभ विश्लेषण, तथा ऐसा कोई अन्य कारक जो आयोग द्वारा प्रासारिक विचारित किया जाए, पर सम्यक् विचार के उपरात किया जाएगा।
- 6.13 उपगत किया गया अथवा किए जाने हेतु प्रक्षेपित और आयोग द्वारा नवीकरण तथा आधुनिकीकरण व्यय और जीवन विस्तार के अनुमानों पर आधारित विवेकपूर्ण जांच के बाद स्वीकृत कोई व्यय, परियोजना की मूल लागत से पहले ही प्राप्त किए जा चुके संचित मूल्यहास घटाने के बाद टैरिफ के निर्धारण का अधार होगा।
- 6.14 उत्पादन कंपनी तापीय विद्युत उत्पादन केंद्र के मामले में, अपने स्वयं के विवेक में, उत्पादन केंद्र अथवा उसकी यूनिट के उपयोगी जीवन से आगे नवीकरण एवं आधुनिकीकरण सहित व्यय की अपेक्षा की पूर्ति के लिए क्षतिपूर्ति के रूप में एक यूनिट अथवा यूनिट समूह के लिए विशेष भत्ता प्राप्त कर सकती है तथा ऐसी स्थिति में पूंजी लागत के पुनरीक्षण पर विचार नहीं किया जाएगा और लागू प्रचालनीय प्रतिमान शिथित नहीं किए जाएंगे, परंतु विशेष भत्ता वार्षिक नियत लागत में सम्बलित किया जाएगा। परंतु शर्त यह भी है कि ऐसा विकल्प उत्पादन केंद्र अथवा यूनिट के लिए उपलब्ध नहीं होगा जिसके लिए नवीकरण/एवं आधुनिकीकरण प्रारंभ किया गया है तथा आयोग द्वारा व्यय इन विनियमों के प्रारंभ में पूर्व स्वीकार किया जा चुका है, अथवा ऐसे उत्पादन केंद्र अथवा यूनिट के लिए उपलब्ध नहीं होगा, जो जीर्ण-शीर्ण अवस्था में है अथवा शिथिलकृत परिचालन एवं निष्पादन प्रतिमानों के अधीन प्रचालनरत है।
- 6.15 एक उत्पादन कंपनी (कोयला-आधारित तापीय विद्युत उत्पादन केंद्र) को, इन विनियमों के क्लॉज 6.14 का विकल्प चुनने पर, 2012-13 में रु. 5.91 लाख/मेगावाट/वर्ष की दर पर विशेष भत्ता दिया जाएगा और तदनंतर 2012-15 की नियंत्रण अवधि के दौरान, अगले वित्तीय वर्ष से उत्पादन केंद्र की संबंधित यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन के संदर्भ में उपयोगी जीवन के समापन की संबंधित तिथि से यूनिटवार 5.72 प्रतिशत की दर पर बढ़ाया जाएगा:
- परंतु शर्त यह है कि 1.4.2012 को एक यूनिट के 25 वर्ष से अधिक वाणिज्यिक प्रचालन में होने की स्थिति में, यह भत्ता वर्ष 2012-13 से स्वीकार्य होगा।
- ब्याज और वित्त प्रभार**
- 6.16 ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्त प्रभारों की गणना आयोग द्वारा अनुमोदित 31.03.2012 को बकाया ऋणों, बंधपत्रों अथवा अपरिवर्तनीय ऋणपत्रों तथा नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान अनुमोदित अतिरिक्त ऋण पर की जाएगी।
- 6.17 नियंत्रण अवधि 2012-15 के प्रत्येक वर्ष हेतु ऋण की चुकौती उस वर्ष के लिए अनुमत मूल्यहास के बराबर भानी जाएगी।
- 6.18 ब्याज की दर परियोजना हेतु लागू प्रत्येक वर्ष के प्रारंभ में वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना भारित औसत दर होगी। परंतु कि यदि किसी विशेष वर्ष हेतु कोई वास्तविक ऋण नहीं है किंतु मानकी ऋण किर भी बकाया है, ब्याज की अतिम उपलब्ध भारित औसत दर विचारित की जाएगी;
- परंतु आगे की यदि उत्पादन केंद्र, जैसी भी स्थिति है, के पास कोई वास्तविक ऋण नहीं है, तब समग्र रूप में उत्पादन कंपनी की भारित औसत दर विचारित की जाएगी;
- 6.19 ऋण पर ब्याज की गणना संबंधित वर्षों के मानकी औसत ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर लागू करने द्वारा की जाएगी।
- 6.20 राष्ट्रीय ऋण के रूप में मान्य 30 प्रतिशत के आधिक्य में इविवटी की राशि पर ब्याज दर संबंधित वर्षों के ऋण की भारित औसत दर होगी तथा आगे विनियम में इविवटी पर प्रतिफल की निर्धारित दर तक सीमित होगी;
- परंतु शर्त यह है कि इस प्रयोजन हेतु विचारित सभी ऋण सृजित संपत्तियों के साथ चिह्नित किए जाएंगे,
- परंतु कि पुनः-परक्रमित ऋण अनुबंधों का ब्याज और वित्त प्रभार विचारित नहीं होंगे, यदि वे उच्चतर प्रभारों का परिणाम देते हैं,
- परंतु आगे कि प्रगतिअधीन पूंजी कार्यों पर ब्याज और वित्त प्रभार शामिल नहीं किए जाएंगे तथा पूंजी लागत का अंश माने जाएंगे,
- परंतु आगे कि न तो दंडात्मक ब्याज और न ही अतिदेय ब्याज की गणना टैरिफ की संगणना में करने की अनुमति दी जाएगी।
- 6.21 उत्पादन कंपनी द्वारा प्राप्त की गई किसी ऋणस्थगन अवधि के बावजूद ऋण की चुकौती परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से विचारित होगी तथा अनुमत वार्षिक मूल्यहास के बराबर होगी।
- 6.22 उत्पादन कंपनी ऋण के पुनर्वित्तपोषण का हर प्रयास करेगी जब तक कि यह ब्याज में शुद्ध बचत का परिणाम देता है और उस रिस्ति में ऐसे पुनर्वित्तपोषण से संबद्ध लागतें लाभार्थियों द्वारा वहन की जाएंगी और शुद्ध बचत लाभार्थियों एवं उत्पादन कंपनी यथारिति, के बीच 2:1 के अनुपात में बांटी जाएंगी।
- 6.23 ऋण के निवधन और शर्तों में परिवर्तन ऐसे पुनर्वित्तपोषण की तिथि से विचारित किया जाएगा।
- 6.24 किसी विवाद की स्थिति में, कोई भी पक्ष व्यवसाय संचालन विनियमावली, समय समय पर संशोधितानुसार, के अनुसार आवेदन प्रस्तुत कर सकता है।
- परंतु शर्त यह है कि लाभार्थी, ऋण के पुनर्वित्तपोषण से उत्पन्न किसी विवाद के लिए रहने की अवधि में, उत्पादन कंपनी द्वारा दावा किए गए ब्याज के अधार पर कोई भुगतान नहीं रोकेगी।

कार्यशील पूंजी

- 6.25 आयोग कोयला-आधारित उत्पादन केंद्रों हेतु कार्यशील पूंजी की आवश्यकता की गणना निम्नानुसार करेगा:
- (क) मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के संगत उत्पादन के लिए पिटहेड उत्पादन केंद्रों के लिए 1.5 माह और गैर-पिटहेड उत्पादन केंद्रों के लिए 2 माह हेतु कोयले की लागत;
- (ख) मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के संगत उत्पादन के लिए दो माह हेतु सहायक ईंधन तेल की लागत और एक से अधिक सहायक ईंधन तेल के उपयोग की स्थिति में, प्रमुख सहायक ईंधन तेल हेतु ईंधन तेल स्टॉक की लागत;
- (ग) अनुरक्षण स्पेयर्स इन विनियमों के क्लॉज 6.39-6.44 तक में विनिर्दिष्ट प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय के 20 प्रतिशत की दर पर;
- (घ) 1 माह हेतु ओ एवं एम व्यय; तथा
- (ङ) मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक पर गणना की गई विद्युत की बिक्री हेतु क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभारों के 2 माह के बराबर प्राप्तियाँ।
- 6.26 मुक्त चक्र गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्र तापीय उत्पादन केंद्रों हेतु कार्यशील पूंजी आवश्यकता की गणना निम्नलिखित घटकों के अधार पर की जाएगी:
- (क) मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के संगत 1 माह हेतु ईंधन व्यय, गैस ईंधन अथवा तरल ईंधन पर उत्पादन केंद्र की प्रचालन विधि पर सम्यक् विचार करते हुए;

- (ख) मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के संगत आधे माह हेतु तरल ईंधन स्टॉक, जैस ईंधन अथवा तरल ईंधन पर उत्पादन ईंधन की लागत;
- (ग) अनुरक्षण स्पेयर्स इन विनियमों के क्लॉज 6.39-6.44 तक में विनिर्दिष्ट प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय के 30 प्रतिशत की दर पर;
- (घ) मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक पर गणना की गई विद्युत की बिक्री हेतु क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभारों के दो माह के बराबर प्राप्तियाँ, सम्यक् विचार करते हुए; तथा
- (ङ) 1 माह हेतु ओ एवं एम व्यय;
- 6.27 इन विनियमों के क्लॉज 6.25 और 6.26 के सब-क्लॉज (क) तथा (ख) के अंतर्गत आने वाले मामलों में ईंधन की लागत उत्पादन कंपनी द्वारा उपगत अंतिम लागत (मानकी पारगमन तथा संचालन हानियों को ध्यान में रखते हुए) और जिस माह के लिए टैरिफ़ के दौरान कोई ईंधन मूल्य वृद्धि नहीं की जाएगी।

कार्यशील पूँजी पर ब्याज

- 6.28 कार्यशील पूँजी पर ब्याज मानकी आधार पर होगा तथा 1.4.2012 को अथवा उत्पादन केंद्र या उसकी यूनिट वाणिज्यिक प्रचालन के तहत होने की घोषणा किए जाने के वर्ष की पहली अप्रैल, जो भी बाद में है, को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर तथा 350 आधार अंकों के योग के बराबर होगा।
- 6.29 कार्यशील पूँजी पर ब्याज मानकी आधार पर देय होगा भले ही उत्पादन कंपनी ने किसी बाहरी एंजेंसी से कार्यशील पूँजी ऋण नहीं लिया है अथवा मानकी आंकड़ों पर आधारित कार्यशील पूँजी ऋण का अतिक्रमण किया है।

मूल्यहास

- 6.30 मूल्यहास की गणना नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए, आयोग द्वारा स्वीकार किए गए अनुसार अचल संपत्तियों की पूँजी लागत राशि पर की जाएगी;
- परंतु कि मूल्यहास किसी पूँजी सब्सिडी/अनुदान द्वारा निधिकृत संपत्तियों पर अनुमत नहीं होगा।
- 6.31 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए मूल्यहास का निर्धारण इन विनियमों के परिशिष्ट-I में विनिर्दिष्ट दरों एवं अन्य निबंधनों सहित इन विनियमों में विनिर्दिष्ट क्रियाविधि के आधार पर किया जाएगा।
- 6.32 मूल्यहास की गणना वार्षिक आधार पर, सरल रेखा विधि के आधार पर, संपत्ति के उपयोगी जीवन पर की जाएगी। आयोग द्वारा स्वीकार की गई संपत्ति की पूँजी लागत मूल्यहास के प्रयोजनार्थ आधार मूल्य होगा।
- परंतु शर्त यह है कि, वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से 12 वर्ष की अवधि के बाद समाप्त होने वाले वर्ष की 31 मार्च को शेष मूल्यहास योग्य मूल्य संपत्ति के शेष उपयोगी जीवन में विभाजित किया जाएगा।
- 6.33 विद्यमान परियोजनाओं के मामले में, 1.4.2012 को शेष मूल्यहास योग्य मूल्य की गणना, संपत्ति के सकल मूल्यहास योग्य मूल्य से 31.3.2012 तक आयोग द्वारा स्वीकार किए गए मूल्यहास के समक्ष अधियम सहित संचयी मूल्यहास घटाकर की जाएगी। मूल्यहास की दर संचयी मूल्यहास 70 प्रतिशत तक पहुँचने तक परिशिष्ट-I में विनिर्दिष्ट दर पर प्रभारित की जानी जारी रहेगी। तदुपरात शेष मूल्यहास योग्य मूल्य संपत्ति के शेष उपयोगी जीवन में इस प्रकार विभाजित किया जाएगा कि अधिकतम मूल्यहास 90 प्रतिशत को पार नहीं करता है।
- 6.34 संपत्ति का ब्रंशोदार मूल्य 10 प्रतिशत माना जाएगा तथा मूल्यहास संपत्ति की पूँजी लागत के अधिकतम 90 प्रतिशत तक अनुमत होगा। भूमि मूल्यहास योग्य संपत्ति नहीं है तथा इसकी लागत संपत्ति की मूल लागत के 90 प्रतिशत की संगणना से अलग रखी जाएगी। संपत्ति के जीवन को प्रभावित करने वाले नवीकरण एवं आधुनिकीकरण व्यय के मामले में, मूल्यहास संपत्ति के वर्द्धित होगा।
- 6.35 मूल्यहास वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से प्रभार्य होगा। संपत्ति का वाणिज्यिक प्रचालन वर्ष के एक भाग के लिए होने की स्थिति में, मूल्यहास यथानुपात आधार पर प्रभारित किया जाएगा।

इकिवटी पर प्रतिफल

- 6.36 इकिवटी पर प्रतिफल की संगणना इन विनियमों के क्लॉज 6.6-6.10 के अनुसार निर्धारित इकिवटी पर की जाएगी तथा 14 प्रतिशत होगी (कर पश्चात);
- परंतु शर्त यह है कि प्रगतिअधीन कार्य में निवेश की गई इकिवटी पर प्रतिफल वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से अनुमत होगा।

आय पर कर

- 6.37 उत्पादन कंपनी के आय प्रवाहों पर कर लाभार्थियों से वसूल किया जाएगा। आय पर कर, यदि कोई, देय होगा नियोजित पूँजी के इकिवटी घटक पर प्रतिफल पर कर तक सीमित होगा। उच्चतर उपलब्धता, निम्नतर केंद्र ऊर्जा दर, निम्नतर सहायक खपत, निम्नतर औ एवं एम व्यय इत्यादि जैसे सुधारे निष्पादन के आधार पर प्रोत्साहन राशि पर कोई अतिरिक्त कर देयता नहीं होगी तथा अन्य आय परंतु शर्त यह है कि प्रास्थगित कर देयता, अनुषंगी लाभ कर को छोड़कर, 31 मार्च, 2012 तक की अवधि के लिए, जब भी अस्तित्व में आती है, सीधे लाभार्थियों और दीर्घावधि ग्राहकों से वसूल की जाएगी।
- 6.38 आय कर के वास्तविक आकलन में कर अवकाश के लाभों का ध्यान रखा जाना चाहिए, तथा आय कर अधिनियम 1961 के प्रावधानों के अनुसार लागू अधेष्ठन हानियों हेतु क्रेडिट उपभोक्ताओं को हस्तांतरित किया जाएगा।

प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय

- 6.39 मानकी प्रचालन एवं अनुरक्षण (ओ एवं एम) व्यय में निम्नलिखित शामिल होंगे:
- (क) वेतन, मजदूरी, पैशन अंशदान तथा अन्य कर्मचारी लागतें;
- (ख) प्रशासनिक तथा सामान्य लागतें;
- (ग) भरमत और अनुरक्षण, तथा

(घ) अन्य विविध व्यय।

6.40 नियमान उत्पादन केंद्र: नियंत्रण अवधि के हर वर्ष के लिए एआरआर हेतु अनुमत्य औ एवं एम व्यय का निर्धारण नीचे विवरणकृत सूत्र के अनुसार किया जाएगा:

$$O\&M_n = (R\&M_{n-1} + EMP_n + A\&G_n) * (1 - X_n)$$

जहाँ,

$$R\&M_n = K * GFA_{n-1};$$

$$EMP_n + A\&G_n = (EMP_{n-1} + A\&G_{n-1}) * (INDX); \text{ and}$$

$$INDX = 0.55 * CPI + 0.45 * WPI$$

EMP_n – nवें वर्ष हेतु उत्पादन कंपनी की कर्मचारी लागतें;

$A\&G_n$ – nवें वर्ष हेतु उत्पादन कंपनी की प्रशासनिक तथा सामान्य लागतें;

$R\&M_n$ – nवें वर्ष हेतु उत्पादन कंपनी की मरम्मत एवं अनुरक्षण लागतें;

X_n nवें वर्ष हेतु एक कुशलता कारक है। X_n का मान आयोग द्वारा आवेदक की फाइलिंग, बैचमार्किंग, विगत में आयोग द्वारा अनुमोदित लागत और आयोग द्वारा उपयुक्त विचारित किसी अन्य कारक के आधार पर एमवाईटी टैरिफ आदेश में निर्धारित किया जाएगा।

जहाँ,

"K" एक स्थिरांक है (प्रतिशत में व्यक्त किया जा सकता है)। नियंत्रण अवधि के हर वर्ष हेतु "K" का मान आयोग द्वारा आवेदक की फाइलिंग, बैचमार्किंग, विगत में आयोग द्वारा अनुमोदित लागत और आयोग द्वारा उपयुक्त विचारित किसी अन्य कारक के आधार पर एमवाईटी टैरिफ आदेश में निर्धारित किया जाएगा।

INDX – सूचकांक हेतु प्रयुक्त स्फीति घटक। INDEX का मान आधार वर्ष के तत्काल पूर्ववर्ती पांच वर्षों हेतु उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सीपीआई) तथा थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) का संयोजन होगा।

6.41 आवेदक आयोग द्वारा अपेक्षितानुसार औ एवं एम व्यय का विवरण प्रस्तुत करेगा। आधार वर्ष हेतु औ एवं एम व्यय का निर्धारण नवीनतम लेखा विवरण, संबद्ध वर्षों हेतु उत्पादन कंपनी के अनुमान और अन्य प्रासांगिक विचारित कारकों के आधार पर किया जाएगा।

6.42 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु टैरिफ निर्धारण के लिए अनुमत्य मानकी ओ एवं एम व्यय (रु. लाख / मेगावाट में) निम्नानुसार होंगे:

6.43 कोयला आधारित तापीय विद्युत केंद्र:

वर्ष	200 / 210 / 250 मेगावाट सेट्स	300 / 330 / 350 मेगावाट सेट्स	500 मेगावाट सेट्स	500 मेगावाट तथा अधिक सेट्स
2012–13	21.51	18.91	15.36	13.82
2013–14	22.74	19.99	16.24	14.62
2014–15	24.04	21.13	17.17	15.45

परंतु शर्त यह है कि उन यूनिटों, जिनकी सीओडी उसी केंद्र में 1.4.2012 को अथवा उसके बाद की है, के लिए उपरोक्त मानक सबधित यूनिट आकारों में अतिरिक्त यूनिटों हेतु निम्नलिखित कारकों द्वारा गुणा किए जाएंगे:

200 / 210 / 250 मेगावाट	अतिरिक्त; पांचवीं तथा छठी यूनिट अतिरिक्त; सातवीं तथा अधिक यूनिट	0.9 0.85
300 / 330 / 350 मेगावाट	अतिरिक्त; चौथी तथा पांचवीं यूनिट अतिरिक्त; छठी तथा अधिक यूनिट	0.9 0.85
500 मेगावाट तथा अधिक	अतिरिक्त; तीसरी तथा चौथी यूनिट अतिरिक्त; छठी तथा अधिक यूनिट	0.9 0.85

ख) मुक्त चक्र गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्र तापीय उत्पादन केंद्र (रु. लाख / मेगावाट में):

वर्ष	गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्र तापीय उत्पादन केंद्र लघु गैस टर्बाइन विद्युत उत्पादन केंद्रों को छोड़कर	लघु गैस टर्बाइन विद्युत उत्पादन केंद्र
2012–13	17.49	27.06
2013–14	18.49	28.61
2014–15	19.55	30.24

6.44 कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केंद्रों के मामले में लघु संपत्तियों की प्रकृति सहित पूँजी प्रकृति की नई संपत्तियों पर व्यय की पूर्ति के लिए यूनिटवार एक पृथक क्षतिपूर्ति भत्ता, उपयोगी जीवन के 10,15 अथवा 20 वर्ष पूरे होने के अनुवर्ती वर्ष से निम्नलिखित विधि में रखीकार्य होगा:

प्रचालन का वर्ष	क्षतिपूर्ति भत्ता (रु. लाख / मेगावाट / वर्ष)
0–10	शून्य
11–15	0.15
16–20	0.35
21–25	0.65

सहायक ईंधन तेल खपत पर व्यय

6.45 सहायक ईंधन तेल खपत पर व्यय की संगणना रूपयों में इन विनियमों के कलोंज 7.3 में विनिर्दिष्ट मानकी सहायक ईंधन तेल खपत (एसएफसी) के अनुरूप, निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगी:

=SFC x LPSFi x NAPAF x 24 x NDY x IC x 10
जहाँ,

SFC— मानकी विशिष्ट ईंधन तेल खपत, मिली/किवाघ में

LPSFi — सहायक तेल का भारित औसत अंतिम मूल्य, रु./मिली में विचारित

NAPAF -- मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक प्रतिशत में

NDY — वर्ष में दिवसों की संख्या

IC — संरथापित क्षमता, मेगावाट में

6.46 प्रारंभ में, उत्पादन कंपनी द्वारा सहायक ईंधन तेल पर उपगत अंतिम लागत तीन पूर्ववर्ती माह का भारित औसत मूल्य के वास्तविक के अध्यार पर ली जाएगी और तीन पूर्ववर्ती माह हेतु अंतिम लागत उपलब्ध नहीं होने की स्थिति में, उत्पादन केंद्र हेतु वर्ष के प्रारंभ से पूर्व, नवीनतम प्राप्त मूल्य लिया जाएगा।

6.47 सहायक ईंधन तेल व्यय नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के अंत में ईंधन मूल्य निम्नलिखित सूत्र के अनुसार समायोजन के अधीन होगा;

SFC x NAPAF x 24 x NDY x IC x 10 x (LPSFy – LPSFi)

जहाँ,

LPSFy = वर्ष हेतु सहायक ईंधन तेल का भारित औसत अंतिम मूल्य, रु./मिली में

इन विनियमों के कलोंज 7.3 में विनिर्दिष्ट प्रतिमानों के संबंध में सहायक ईंधन तेल खपत के खाते में बचत वर्ष के अंत में लाभार्थियों में, निम्नलिखित सूत्र के अनुसार, 50:50 के अनुपात में बांटी जाएगी:

(SFC x NAPAF x 24 x NDY x IC x 10 -ACsfoy) x LPSFy x 0.5

जहाँ,

ACsfoy = वर्ष के दौरान सहायक ईंधन तेल की वास्तविक खपत, मिली में

क7: तापीय विद्युत उत्पादन केंद्र

प्रचालन-प्रतिमान

7.1 विद्यमान उत्पादन संयंत्रों हेतु मिन्न प्रचालन-प्रतिमानों के मान, इन संयंत्रों के पुराने तथा चालू परिचालन पर विचार करते हुए इंद्रप्रस्थ पावर जनरेशन कं. लि.

1) राजधानी थर्मल पावर हाउस (आरपीएच)

पैरामीटर	2012–13	2013–14	2014–15
मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (प्रतिशत)	75%	75%	75%
सकल केंद्र ऊज्ञा दर (किकैल / किवाघ)	3200	3200	3200
गौण खपत (प्रतिशत)	11.28%	11.28%	11.28%
सहायक ईंधन तेल (एलडीओ) खपत (मिली / किवाघ)	1.50	1.50	1.50
सहायक ईंधन तेल (एलएसएचएस) खपत (ग्राम / किवाघ)	3.75	3.75	3.75

2) इंद्रप्रस्थ गैस टर्बोइंहन पावर स्टेशन (आईपी जीटीपीएस)

पैरामीटर	2012–13	2013–14	2014–15
मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (प्रतिशत)	80%	80%	80%
संयुक्त चक्र सकल केंद्र ऊज्ञा दर (किकैल / किवाघ)	2450	2450	2450
मुक्त चक्र सकल केंद्र ऊज्ञा दर (किकैल / किवाघ)	3125	3125	3125
संयुक्त चक्र गौण खपत (प्रतिशत)	3.0%	3.0%	3.0%
मुक्त चक्र गौण खपत (प्रतिशत)	1.0%	1.0%	1.0%

प्रगति पावर कार्पोरेशन लिमिटेड (पीपीसीएल)

प्रगति पावर स्टेशन

पैरामीटर	2012–13	2013–14	2014–15
मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (प्रतिशत)	85%	85%	85%
संयुक्त चक्र सकल केंद्र ऊज्ञा दर (किकैल / किवाघ)	2000	2000	2000

मुक्त चक्र सकल केंद्र ऊषा दर (किकैल / किवाघ)	2900	2900	2900
संयुक्त चक्र सहायक खपत (प्रतिशत)	3.0%	3.0%	3.0%
मुक्त चक्र सहायक खपत (प्रतिशत)	1.0%	1.0%	1.0%

7.2 आयोग इन संयंत्रों में नवीनीकरण तथा अधिकारीकरण गतिविधियों के लिए अनुमोदित पूँजी निवेश पर विचार करने के पश्चात प्रचालन के इन प्रतिमानों को संशोधित कर सकता है।

7.3 विद्यमान स्टेशनों को छोड़कर उत्पादन केंद्रों हेतु प्रचालन प्रतिमान निम्नानुसार हैं:

मानकी वर्गिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ): सभी तापीय विद्युत उत्पादन केंद्र, एनएपीएफ 85 प्रतिशत होगा।

सकल केंद्र ऊषा दर:

क) कोयला—आधारित तापीय विद्युत उत्पादन केंद्र = $1.065 \times$ डिजाइन ऊषा दर (किकैल / किवाघ)

जहां एक यूनिट की डिजाइन ऊषा दर का अर्ध आपूर्तिदाता द्वारा, 100 प्रतिशत एमसीआर, शून्य प्रतिशत मेकअप, डिजाइन कोयला तथा डिजाइन शीतल जल तापमान/वापरी दबाव की शर्तों पर गारंटित यूनिट ऊषा दर है।

परन्तु शर्त यह है कि डिजाइन ऊषा दर यूनिटों के दबाव और तापमान वर्गीकरण पर निर्भर अधिकतम डिजाइन यूनिट ऊषा दर से अधिक नहीं होगी:

दबाव वर्गीकरण (किग्रा / सेमी ²)	150	170	170	247	247
एसएचटी / आरएचटी (ओसी)	535 / 535	537 / 537	537 / 565	537 / 565	565 / 593
बीएफपी का प्रकार	विद्युत चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित
अधि. टर्बाइन चक्र ऊषा दर (किकैल / किवाघ)	1955	1950	1935	1900	1850
न्यूनतम बॉयलर कुशलता					
सब-बिटुमनस भारतीय कोयला	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
बिटुमनस आयाति कोयला	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
अधि. डिजाइन यूनिट ऊषा दर (किकैल / किवाघ)					
सब-बिटुमनस	2300	2294	2276	2235	2176
भारतीय कोयला					
भारतीय कोयला	2197	2191	2174	2135	2079

परन्तु आगे कि लक यूनिट के दबाव और तापमान प्राचलक उपरोक्त दर से अलग होने पर निकटतम श्रेणी की डिजाइन यूनिट ऊषा दर लो जाएगी।

परंतु यह भी कि जहां यूनिट ऊषा दर गारंटित नहीं की गई है किंतु टर्बाइन चक्र ऊषा दर तथा बॉयलर कुशलता की गारंटी उसी आपूर्तिदाता द्वारा अथवा भिन्न आपूर्तिदाता द्वारा दी गई है, यूनिट डिजाइन ऊषा दर का निर्धारण गारंटित टर्बाइन चक्र ऊषा दर तथा बॉयलर कुशलता के उपयोग द्वारा किया जाएगा;

परंतु यह भी कि यदि एक या अधिक यूनिट 1.4.2012 से फले वाणिज्यिक प्रचालन के आधीन घोषित की गई थीं, इन यूनिटों तथा 1.4.2012 को या उसके बाद वाणिज्यिक प्रचालन के आधीन घोषित यूनिटों के लिए ऊषा दर प्रतिमान उपरोक्त विधि से गणित ऊषा दर प्रतिमान और इन विनियमों के लक्षण 7.1 के अनुसार प्रतिमानों के निम्नतर होंगे;

नोट: ऐसी यूनिटों में जहां बॉयलर फीड पंप बिजली से चलाए जाते हैं, अधिकतम डिजाइन यूनिट ऊषा दर टर्बाइन चालित बीएफपी के साथ ऊपर विनिर्दिष्ट अधिकतम डिजाइन यूनिट ऊषा दर से 40 किलॉग्राम/किवाट कम होगी।

(x) गैस-आधारित तरल-आधारित तापीय विद्युत उत्पादन यूनिट(टी) / ब्लॉक(को)

= 1.05 x प्राकृतिक गैस और आरएलएनजी हेतु यूनिट / ब्लॉक की डिजाइन ऊषा दर (किलॉग्राम/किवाट)

= 1.071 x तरल ईंधन हेतु यूनिट / ब्लॉक की डिजाइन ऊषा दर (किलॉग्राम/किवाट)

जहां एक यूनिट की डिजाइन ऊषा दर का अर्थ 100 प्रतिशत एमसीआर पर तथा साइट अनुकूल हालात पर गारंटित ऊषा दर है, तथा एक ब्लॉक की डिजाइन ऊषा दर का अर्थ 100 प्रतिशत एमसीआर पर तथा साइट अनुकूल हालात, शून्य प्रतिशत मेकअप, डिजाइन शीतन जल तापमान/वापसी दबाव की शर्तों पर गारंटित यूनिट ऊषा दर है।

कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केंद्रों हेतु सहायक ईंधन तेल खपत 1.0 मिली/किवाट।

सहायक ऊर्जा खपत:

(क) कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केंद्र

200 मेगावाट सीरीज	प्राकृतिक ड्राफ्ट कूलिंग टावर सहित अथवा कूलिंग टावर रहित	8.5%
300 / 330 / 350 / 500 मेगावाट तथा अधिक—वाष्य चालित बॉयलर फीड पंप्स	प्राकृतिक ड्राफ्ट कूलिंग टावर सहित अथवा कूलिंग टावर रहित	6.0%
300 / 330 / 350 / 500 मेगावाट तथा अधिक—विद्युत चालित बॉयलर फीड पंप्स	प्राकृतिक ड्राफ्ट कूलिंग टावर सहित अथवा कूलिंग टावर रहित	8.5%

परंतु आगे शर्त यह है कि इंडमूर्स ड्राफ्ट कूलिंग टावर युक्त तापीय विद्युत उत्पादन केंद्रों के लिए प्रतिमानों में 0.5 प्रतिशत की ओर वृद्धि की जाएगी।

(x) गैस-आधारित तथा नैफथा-आधारित उत्पादन केंद्र

संयुक्त चक्र	3.0 %
मुक्त चक्र	1.0%

7.4 जहां केंद्र का डिजाइन संयुक्त चक्र प्रचालन के लिए किया गया है, केंद्र का प्रचालन मुक्त चक्र विधि में करने के लिए एसएलडीसी का अनुमोदन अपेक्षित होगा।

7.5 आयोग किसी उत्पादन केंद्र के लिए इन विनियमों में अंतर्विष्ट मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के प्रतिमानों सहित शिथिलकृत प्रचालन प्रतिमान निर्धारित कर सकता है, तथा ये शिथिलकृत प्रचालन प्रतिमान नियंत्रण अवधि के दौरान ऐसे उत्पादन केंद्र के टैरिफ के निर्धारण हेतु लागू होंगे।

7.6 इन विनियमों के अधीन प्रतिमान विनिर्दिष्ट प्रचालन प्रतिमान सीलिंग प्रतिमान हैं तथा उत्पादन कंपनी और लाभार्थियों को प्रचालन के सुधारीकृत प्रतिमानों हेतु सहमत होने से प्रतिवादित नहीं करेंगे और यदि सुधारीकृत प्रतिमानों हेतु सहमति बनती है, ऐसे सुधारीकृत प्रतिमान टैरिफ के निर्धारण हेतु लागू होंगे।

परंतु शर्त यह है कि यदि पीपीए प्रचालन की बेहतर प्रतिमान अनुबद्ध करता है तब पीपीए में उपलब्ध कराए गए ऐसे प्रतिमान टैरिफ के निर्धारण हेतु लागू होंगे।

7.7 उत्पादन कंपनी का नवीकरण और आधुनिकीकरण तथा वि-मूल्यन और पुनः-मूल्यन के मामले में, प्रचालन के प्रतिमानों की समीक्षा की जाएगी और तदनुसार संशोधित किया जाएगा।

टैरिफ के संघटक

7.8 एक तापीय अथवा गैस आधारित विद्युत उत्पादन केंद्र से बिजली की बिक्री हेतु टैरिफ के दो भाग होंगे, नामतः वार्षिक क्षमता (अचर) प्रभार और ऊर्जा (चर) प्रभार।

7.9 एक उत्पादन केंद्र की क्षमता प्रभार से वसूली योग्य नियत लागत में निम्नलिखित तत्व शामिल होंगे:

(अ) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय;

(ब) मूल्यांकन;

(ग) टैरिफ पर व्याज;

(घ) सहायक ईंधन तेल की लागत (केवल कोयला आधारित केंद्रों के लिए);

(ङ) कार्यशील पूँजी पर व्याज;

(च) इक्विटी पर प्रतिफल;

(छ) आय कर तथा;

(ज) आर एवं एम के स्थान पर विशेष भत्ता अथवा पृथक क्षतिपूर्ति भत्ता, जहां भी लागू है।

7.10 ऊर्जा (चर) प्रभार में ईंधन लागत शामिल होगी।

क्षमता प्रभार की वसूली

7.11 एक तापीय उत्पादन केंद्र की गणना इन विनियमों के तहत विनिर्दिष्ट प्रतिमानों के आधार पर की जाएगी तथा क्षमता प्रभार के तहत मासिक आधार पर वसूल की जाएगी। एक तापीय उत्पादन केंद्र हेतु देय कुल क्षमता प्रभार इसके लाभार्थियों द्वारा उत्पादन केंद्रों की क्षमता में उनके संबंधित प्रतिशत अंश/विनिधान के अनुसार साझा किए जाएंगे।

7.12 पूर्ण क्षमता प्रभार इन विनियमों के लक्षण 7.1, 7.3 में विनिर्दिष्ट मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ) पर वसूली किए जाने योग्य होंगे। मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ) के स्तर से कम क्षमता प्रभारों की वसूली यथानुपात आधार पर की जाएगी। शून्य उपलब्धता पर कोई क्षमता प्रभार देय नहीं होगी।

7.13 तापीय उत्पादन कंपनी को एक कैलडर माह के लिए देय प्रभार (प्रोत्साहन राशि सहित) की गणना निम्नलिखित सूत्र से की जाएगी :

(क) वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को दस (10) वर्ष से कम अवधि हेतु वाणिज्यिक प्रचालन में उत्पादन केंद्र:

$$(AFC \times (NDM / NDY) \times (0.5 + 0.5 \times PAFM / NAPAF)) \text{ (रूपए में)}$$

परंतु शर्त यह है कि एक वित्तीय वर्ष में हासिल किया गया संयंत्र उपलब्धता घटक 70 प्रतिशत से कम होने की स्थिति में वर्ष हेतु कुल क्षमता प्रभार निम्नानुसार सीमित होगा:

$$AFC \times (0.5 + 35 / NAPAF) \times (PAFY / 70) \text{ (रूपए में)}$$

(ख) वर्ष की तिथि 1 अप्रैल को दस (10) वर्ष या अधिक की अवधि के लिए वाणिज्यिक प्रचालन में उत्पादन केंद्र:

$$(AFC \times (NDM / NDY) \times (PAFM / NAPAF)) \text{ (रूपए में)}$$

जहाँ,

AFC = वर्ष हेतु विनिर्दिष्ट वार्षिक नियत लागत, रूपए में

NAPAF = मानकी वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक, प्रतिशत में

NDM = माह में दिवसों की संख्या

NDY = वर्ष में दिवसों की संख्या

PAFM = माह में हासिल की गई वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक, प्रतिशत में

PAFY = वर्ष में हासिल की गई वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक, प्रतिशत में

7.14 PAFM तथा PAFY की गणना नीचे लिखे सूत्र के अनुसार की जाएगी:

$$\text{PAFM अथवा PAFY} = \frac{10000 \times \sum_{i=1}^N DC_i}{\{N \times IC \times (100 - AUX)\}} \%$$

जहाँ,

AUX = मानकी सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में।

DC_i = औसत घोषित क्षमता (एक्स-बस मेगावाट में), इन विनियमों के क्लॉज के अधीन, अवधि अर्थात् माह या वर्ष जो भी रिथ्ति है के बांधे दिवस के लिए, जैसाकि संबंधित भार प्रेषण केंद्र द्वारा दिवस की समाप्ति पर घोषित किया गया है।

IC = उत्पादन केंद्र की संस्थापित क्षमता (मेगावाट में)

N = अवधि अर्थात् माह या वर्ष, जो भी रिथ्ति है, में दिवसों की संख्या

नोट : DC_i तथा IC में वाणिज्यिक प्रचालन के तहत घोषित नहीं की गई उत्पादन यूनिटों की क्षमता शामिल नहीं होगी। संबंधित अवधि के दौरान आईसी में परिवर्तन की रिथ्ति में इसका औसत मान लिया जाएगा।

7.15 तापीय उत्पादन केंद्र में ईधन के अभाव की रिथ्ति में उत्पादन ऊर्जा कम व्यस्तता समय के दौरान ईधन की बहत द्वारा शीर्ष व्यस्तता के दौरान उच्चतर मेगावाट प्रदायार्थी का प्रस्ताव कर सकती है। शज्य भार प्रेषण केंद्र तब लाभार्थियों के साथ परामर्श में उत्पादन केंद्रों को इनकी मेगावाट और ऊर्जा सामर्थ्य के इष्टतम उपयोग के लिए सिद्धांत रूप में दिवस-पूर्व कार्यक्रम विनिर्दिष्ट कर सकता है। ऐसी रिथ्ति में डीसीआर राज्य भार प्रेषण केंद्र द्वारा उस दिन के लिए विनिर्दिष्ट अधिकतम शीर्ष-व्यस्तता काल एक्स-पावर प्लाट मेगावाट कार्यक्रम के बाबर ली जाएगी।

ऊर्जा प्रभार

7.16 ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभार में प्रमुख ईधन लागत शामिल होगी तथा प्रत्येक लाभार्थी द्वारा ऐसे लाभार्थी को कैलडर माह के दौरान एक्स-पावर प्लाट आधार पर आपूर्ति की जाने हेतु निर्धारित कुल ऊर्जा हेतु, माह के लिए विनिर्दिष्ट ऊर्जा प्रभार दर (ईधन मूल्य समायोजन सहित) पर देय होगी।

7.17 उत्पादन कंपनी को एक माह के लिए देय कुल ऊर्जा प्रभार होगा: (ऊर्जा प्रभार दर रु./किवाघ में) \times (माह हेतु निर्धारित ऊर्जा (एक्स-बस), किवाघ में)

7.18 एक्स-पावर प्लाट आधार पर रुपए प्रति किवाघ में कुल ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर) का निर्धारण निम्नलिखित सूत्र द्वारा तीन दशमलव स्थान तक किया जाएगा।

(क) कोयले आधारित केंद्रों हेतु

$$ECR = (GHR - SFC \times CVSF) \times LPPF \times 100 / \{CVPF \times (100 - AUX)\}$$

(ख) गैस तथा तरल ईधन आधारित केंद्रों हेतु

$$ECR = GHR \times LPPF \times 100 / \{CVPF \times (100 - AUX)\}$$

जहाँ,

AUX = मानकी सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में

CVPF = झोंके गए प्राथमिक ईधन का सकल कैलोरी मान, किकैल प्रति किग्रा, प्रति लीटर अथवा प्रति मानक घन मीटर, जैसा लागू है।

CVSF = सहायक ईधन का सकल कैलोरी मान, किकैल प्रति मिली में

ECR = ऊर्जा प्रभार दर, रुपए प्रति किवाघ प्रेषित में।

GHR = सकल केंद्र ऊर्जा दर, किकैल प्रति किवाघ में

LPPF = प्राथमिक ईधन का भारित औसत अंतिम मूल्य, रुपए प्रति किग्रा, प्रति लीटर अथवा प्रति मानक घन मीटर, यथा लागू माह के दौरान।

SFC = विशिष्ट ईधन तेल खपत, मिली प्रति किवाघ में।

7.19 कोयले के अंतिम मूल्य में शामिल होंगे:

(क) कोयले की आधार लागत;

(ख) रॉयटर्टी;

(ग) कर और शुल्क;

(घ) रेल / समुद्र / सड़क / पाइपलाइन अथवा किसी अन्य साधन द्वारा परिवहन लागत;

ऊर्जा प्रभारों की संगणना के प्रयोजनार्थ, कोयले के अंतिम मूल्य की गणना गैर-पिट-हेड केंद्र के मामले में कोयला आपूर्तिदाता द्वारा प्रेषित कोयले की मात्रा पर 0.8 प्रतिशत की मानकी मार्ग और संचालन क्षति तथा पिट-हेड केंद्र के मामले में कोयला आपूर्तिदाता द्वारा प्रेषित कोयले की मात्रा पर 0.2 प्रतिशत की मानकी मार्ग और संचालन क्षति विचारित करने के पश्चात की जाएगी।

प्रोत्साहन राशि

7.20 तापीय उत्पादन केंद्रों के मामले में प्रोत्साहन राशि वसूले गए क्षमता (नियत) प्रभारों का हिस्सा होगी। कोई पृथक प्रोत्साहन राशि उपलब्ध नहीं कराई जाएगी।

अनिवारित अंतरपरिवर्तन (यूआई) प्रभार

7.21 उत्पादन केंद्र निर्धारित उत्पादन के संगत प्रेषित ऊर्जा और वास्तविक प्रेषित ऊर्जा के बीच अंतर हेतु प्रभार, आयोग द्वारा अनुमोदित दर के अनुसार प्राप्त करने के हकदार अथवा वहन करने हेतु भागी, जैसी भी स्थिति है, होंगे।

सम उत्पादन

7.22 ट्रांसमिशन लाइसेंसधारक के स्वामित्वाधीन ट्रांसमिशन प्रणाली, सहयोगी स्विचयार्ड या उप केंद्र में किसी बाध्यता, आउटटेज, विफलता अथवा सीमितता के कारण बिजली बाहर निकालने में किसी बाधा के चलते उत्पादन में कमी करने की आवश्यकता (राज्य भार प्रेषण केंद्र द्वारा प्रमाणित) की स्थिति में, राज्य भार प्रेषण केंद्र उत्पादन कार्यक्रम संशोधित कर सकता है।

प्रभारों की विलिंग और भुगतान

7.23 उत्पादन कंपनी द्वारा क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार हेतु बिल इन विनियमों के अनुसार मासिक आधार पर बनाया जाएगा और भुगतान लाभार्थीयों द्वारा सीधे उत्पादन कंपनी को किया जाएगा।

7.24 तापीय उत्पादन कंपनी हेतु क्षमता प्रभार का भुगतान उत्पादन केंद्र के लाभार्थीयों द्वारा उत्पादन केंद्र की संरक्षणित क्षमता में, माह के लिए, उनके प्रतिशत अंश (गेर निर्धारित क्षमता में से किसी नियरण सहित) के अनुसार साझा किया जाएगा।

नोट 1

राज्य उत्पादन केंद्रों की कुल क्षमता में प्रत्येक लाभार्थी का अंश / विनिधान राज्य सरकार द्वारा निर्धारित किया जाएगा, जिसमें अविनिधानकृत क्षमता से किया गया विनिधान शामिल होगा। ये अंश संस्थापित क्षमता के प्रतिशत में लागू किए जाएंगे तथा सामान्य रूप से एक माह के दौरान रिटर रहेंगे। एक लाभार्थी का कुल क्षमता अंश इसकी क्षमता अंश और अविनिधानकृत क्षमता से किये गये विनिधान का योग होगा। राज्य सरकार द्वारा अविनिधानकृत विद्युत के विशिष्ट विनिधान के अभाव में अविनिधानकृत विद्युत विनिधानकृत अंशों के ही अनुपात में विनिधानकृत अंशों में जोड़ दी जाएगी।

नोट 2

लाभार्थी उनके विनिधानकृत अंश का हिस्सा दूसरे लाभार्थीयों को समर्पित करने का प्रस्ताव कर सकते हैं। ऐसे मामलों में, लाभार्थीयों के अंश राज्य सरकार द्वारा, एक कैंलडर माह के प्रारंभ से एक विशिष्ट अवधि के लिए (पूर्ण माह में) भविष्यतक्षी रूप से पुनर्विनिधान किए जा सकते हैं। जब ऐसे पुनर्विनिधान किए जाते हैं, अंश समर्पण करने वाले लाभार्थी समर्पित अंश के लिए क्षमता प्रभार का भुगतान करने के भागी नहीं होंगे। समर्पित क्षमता और उपरोक्तानुसार पुनर्विनिधान की गई क्षमता हेतु प्रभार का भुगतान उस लाभार्थी द्वारा किया जाएगा जिसको उक्त क्षमता समर्पित की गई है। उपरोक्तानुसार क्षमता के पुनर्विनिधान की अवधि को छोड़कर उत्पादन केंद्र के लाभार्थी पूर्ण क्षमता प्रभारों का भुगतान विनिधानकृत क्षमता के अनुसार करना जारी रखेंगे। ऐसे किसी पुनर्विनिधान और इसके व्युक्तमण की सूचना एसएलडीसी द्वारा पुनर्विनिधान और इसके व्युक्तमण से कम से कम तीन (3) दिन पूर्व अग्रिम में दी जाएगी तथा अधिसूचित की जाएगा।

विलम्बित भुगतान उपप्रभार

7.25 इन विनियमों के अधीन देय प्रभारों हेतु लाभार्थी द्वारा किसी बिल के भुगतान में विलिंग की तिथि से 60 दिन से अधिक अवधि का विलंब किए जाने पर उत्पादन कंपनी द्वारा 1.25 प्रतिशत की दर पर विलम्बित भुगतान उपप्रभार वसूल किया जाएगा।

छूट

7.26 उत्पादन कंपनी के बिलों का भुगतान लेटर आफ क्रेडिट के माध्यम से प्रस्तुत किए जाने पर 2 प्रतिशत की छूट दी जाएगी। उत्पादन कंपनी द्वारा बिल प्रस्तुत लिए जाने के बाद एक माह की अवधि के भीतर किसी अन्य विधि से भुगतान किए जाने की स्थिति में 1 प्रतिशत की छूट दी जाएगी।

सुरक्षा मानदंड

उत्पादन कंपनी एक सुरक्षा मैनुअल तैयार करेगी तथा अधिनियम की धारा 53 के प्राक्धानों की लीक पर निर्माण प्रचालन इत्यादि के दौरान न्यूनतम सुरक्षा मानदंडों के अनुरक्षण हेतु प्रक्रिया का अनुसरण करेगी।

क8: बहु वर्षीय टैरिफ प्रस्तुत करने की प्रक्रिया

8.1 बहु वर्षीय टैरिफ प्रस्तुतीकरण ऐसे रूप और ऐसी विधि में होगा जैसाकि आयोग द्वारा तथा व्यवसाय विनियमों का संचालन के प्राक्धानों के अनुसार निर्णय किया जाता है।

8.2 आयोग द्वारा बहु वर्षीय टैरिफ आयोग के समक्ष इलेक्ट्रॉनिक रूप में प्रस्तुत किया जाएगा।

व्यवसाय योजना प्रस्तुतीकरण

8.3 उत्पादन कंपनी आयोग के अनुमोदन हेतु फाइल प्रस्तुत करेगी; नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के पूर्ववर्ती वर्ष की 1 अप्रैल को अथवा आयोग द्वारा निर्देशित किसी अन्य तिथि को, निरेशक मंडल द्वारा अनुमोदित व्यवसाय योजना (व्यवसाय योजना संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए होगी तथा उसमें अन्य के साथ निम्नलिखित होंगे

(क) पूँजी निवेश योजना: इसमें उत्पादन कंपनी द्वारा प्रयोजित किए गए निवेशों का विस्तृत विवरण संगत पूँजीकरण अनुसूची तथा वित्तपोषण योजना सहित, दिया जाएगा। यह योजना कंपनी के विभिन्न संयंत्रों के लिए क्षमता संवर्धन तथा प्रस्तावित कुशलता सुधारों के सुसंगत होगी तथा इसमें लागत लाभ विश्लेषण शामिल होगा;

(ख) पूँजी संरचना: उत्पादन कंपनी पूँजी संरचना तथा वित्तपोषण की लागत (ऋण पर व्याज) इक्विटी पर प्रतिफल का संयंत्र वार विस्तृत विवरण विद्यमान बाजार हालात, विद्यमान ऋण अनुबंधों के निवंधनों, उत्पादन व्यवसाय और उधार-योग्यता संबंधी जोखियों पर विचार करने के पश्चात प्रस्तुत करेगी;

(ग) प्रचालन एवं अनुरक्षण (ओ एवं एम) व्यय: इसमें अधार वर्ष हेतु अनुमानित लागतें, विगत दो वर्ष में उपगत वार्षिक व्यय तथा नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु ओ एवं एम लागत हेतु प्रस्तावित प्रतिमानों पर आधारित प्रक्षेपित मूल्य, सूचकांकन और अन्य उपयुक्त तंत्रों समेत शामिल होगा;

(घ) मूल्यहास: इसमें संपत्ति के उपयोगी जीवन पर आधारित मूल्यहास तथा नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु पूँजीकरण अनुसूचियां शामिल होंगी;

(ङ) निष्पादन लक्ष्य: अन्य नियंत्रणीय आइटमों जैसेकि एनएपीएफ, केंद्र ऊर्जा दर, सहायक ईंधन तेल खपत, तथा अतिरिक्त शक्ति खपत के लिए प्रस्तावित लक्ष्यों का समुच्चय। ये लक्ष्य, उत्पादन कंपनी द्वारा प्रस्तावित पूँजी निवेश योजना की संगति में होंगे;

(च) अन्य सूचना: इसमें उत्पादन कंपनी द्वारा टैरिफ के निर्धारण के दौरान विचार किए जाने हेतु उपयुक्त विचारित अन्य विवरण शामिल होगा।

टैरिफ प्रस्तुतीकरण

8.4 विद्यमान केंद्रों के लिए, उत्पादन कंपनी व्यवसाय योजना के सुसंगत एक आवेदन, नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के प्रारंभ होने से कम से कम 120 दिन पूर्व अथवा आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार निर्देशित किसी अन्य तिथि को, उत्पादन कंपनी की नियंत्रण अवधि के दौरान उपगत लेखा—परीक्षकों द्वारा सम्यक् प्रमाणित पूँजी व्यय अथवा वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक उपगत किए जाने हेतु प्रक्षेपित अथवा उपगत लेखा—परीक्षकों द्वारा सम्यक् प्रमाणित अतिरिक्त पूँजी व्यय अथवा उपगत किए जाने हेतु प्रक्षेपित अतिरिक्त पूँजी व्यय पर आधारित टैरिफ के निर्धारण के लिए, प्रस्तुत करेगी। नए केंद्रों के लिए, उत्पादन कंपनी इन विनियमों के अनुसार व्यवसाय योजना के सुसंगत एक आवेदन, आवेदन की तिथि से छह माह के भीतर परिपूरित किए जाने हेतु प्रक्षेपित अतिरिक्त उत्पादन कंपनी की नियंत्रण अवधि के दौरान उपगत लेखा—परीक्षकों द्वारा सम्यक् प्रमाणित पूँजी व्यय अथवा वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक उपगत किए जाने हेतु प्रक्षेपित अथवा उपगत लेखा—परीक्षकों द्वारा सम्यक् प्रमाणित अतिरिक्त पूँजी व्यय अथवा उपगत किए जाने हेतु प्रक्षेपित अतिरिक्त पूँजी व्यय पर आधारित टैरिफ के निर्धारण के लिए, प्रस्तुत करेगी।

परंतु शर्त यह है कि विद्यमान परियोजना के मामले में, आवेदन 31.3.2012 तक पहले ही स्वीकार किए जा चुके अतिरिक्त पूँजीकरण और नियंत्रण अवधि 2012–15 के संबंधित वर्षों हेतु अनुमानित अतिरिक्त पूँजी व्यय समेत स्वीकार की जा चुकी पूँजी लागत पर आधारित होगा;

परंतु आगे शर्त यह है कि आवेदन में प्रक्षेपित पूँजी लागत और अतिरिक्त पूँजी व्यय हेतु अधोप्रवाही अनुमानों का विस्तृत विवरण दिया जाएगा।

8.5 विद्यमान परियोजना के मामले में, उत्पादन कंपनी 1.4.2012 से प्रारंभ होकर आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार टैरिफ का अनुमोदन किए जाने तक की अवधि के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित और 31.3.2012 को लागू टैरिफ पर लाभाधियों को अंतिम बिल देना जारी रखेगी;

परंतु शर्त यह है कि जहां अंतिम रूप से बिल किया गया टैरिफ आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन अनुमोदित अंतिम टैरिफ से अधिक या कम रहता है, उत्पादन कंपनी अंतर राशि छह माह के भीतर भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर +संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को 150 आधार अंकों के बराबर दर पर साधारण व्याज के साथ लाभाधियों को वापस करेगी अथवा वसूल करेगी।

8.6 आवेदक नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए उत्पादन टैरिफ के अनुमोदन हेतु व्यवसाय योजना के सुसंगत आवेदन, नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के प्रारंभ होने से कम से कम 120 दिन पूर्व अथवा आयोग द्वारा निर्देशित ऐसी अन्य तिथि को प्रस्तुत करेगा।

नियंत्रण अवधि के दौरान वार्षिक निष्पादन समीक्षा (एपीआर)

8.7 आवेदक द्वारा सूचना, नियंत्रण अवधि के प्रारंभ में आयोग द्वारा अनुमोदित निष्पादन लक्ष्यों के सदर्भ में अपने निष्पादन के आकलन के लिए वास्तविक निष्पादन की वार्षिक समीक्षा के अंश के रूप में प्रस्तुत की जाएगी। आवेदक द्वारा सूचना, नियंत्रणीय प्राचलकों (एनपीएफ, केंद्र ऊज्ञा दर, सहायक ईंधन तेल खपत, अतिरिक्त विद्युत खपत, ओ एवं एम व्यय, पूँजी निवेश, पूँजीकरण, मूल्यहास, आरओई इत्यादि) संबंधी निष्पादन के संबंध में प्रस्तुत की जाएगी।

8.8 आवेदक संशोधित एआरआर और संगत टैरिफ समायोजन वित्तीय वर्ष के प्रारंभन से 120 दिन पूर्व प्रस्तुत करेगा। संशोधित अनुमान, मूल्यहास के आधार पर वास्तविककृत लागतों, नियोजित पूँजी पर प्रतिफल, निर्धारित प्रारूप के अनुसार आपूर्ति लक्ष्यों की गुणवत्ता हेतु निष्पादन सरचना के कार्यान्वयन और लक्ष्यों से आगे बढ़ जाने हेतु प्रोत्साहन तंत्र के कारण अपेक्षित होंगे।

8.9 उत्पादन कंपनी समीक्षा के अधीन अवधि के दौरान उपगत पूँजी व्यय और अतिरिक्त पूँजी व्यय का विस्तृत विवरण, लेखा—परीक्षकों द्वारा सम्यक् प्रमाणित, प्रस्तुत करेगी।

8.10 जहां वसूल किया गया टैरिफ वास्तविकीकरण के बाद आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन अनुमोदित टैरिफ से अधिक है तो उत्पादन कंपनी इस प्रकार वसूल की गई अतिरिक्त राशि लाभार्थियों को संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर तथा 150 आधार अंकों के योग के बराबर दर पर साधारण व्याज के साथ वापस करेगी।

8.11 जहां वसूल किया गया टैरिफ वास्तविकीकरण के बाद आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन अनुमोदित टैरिफ से कम है तो उत्पादन कंपनी ऐसी कम वसूल की गई राशि लाभार्थियों से संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर तथा 150 आधार अंकों के योग के बराबर दर पर साधारण व्याज के साथ वसूल करेगी।

8.12 कम वसूल की गई अथवा अधिक वसूल की गई राशि उत्पादन कंपनी द्वारा, संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर तथा 150 आधार अंकों के योग के बराबर दर पर साधारण व्याज के साथ, आयोग द्वारा वास्तविकीकरण के बाद जारी किए गए टैरिफ आदेश की तिथि से तीन माह के भीतर प्रारंभ होने वाली छह माह के भीतर प्रारंभ होने से वापस या वसूल की जाएगी।

नियंत्रण अवधि के अंत में समीक्षा

8.13 नियंत्रण अवधि के अंत में, आयोग समीक्षा करेगा कि क्या इन विनियमों में निर्धारित सिद्धांतों के कार्यान्वयन से उनके अभियेत उद्देश्य हासिल किए जा सके हैं। ऐसा करते समय, आयोग अन्य बातों के साथ उद्योग संरचना, सेक्टर अपेक्षाओं, उपभोक्ता और अन्य स्टेकहोल्डरों की प्रत्याशाओं तथा समय के उस बिंदु पर आवेदक की अपेक्षाओं का ध्यान रखेगा। आयोग अधिनियम के उद्देश्यों की पूर्ति हेतु सेक्टर की अपेक्षाओं के आधार पर द्वितीय नियंत्रण अवधि के लिए सिद्धांतों को संशोधित कर सकता है।

8.14 द्वितीय नियंत्रण अवधि का अंत तृतीय नियंत्रण अवधि का प्रारंभ होगा तथा उत्पादन कंपनी उसी प्रक्रिया का अनुसरण करेगी जबतक कि आयोग द्वारा अन्यथा अपेक्षित नहीं है। आयोग उत्पादन कंपनी के निष्पादन का विश्लेषण द्वितीय नियंत्रण अवधि के प्रारंभ में निर्धारित लक्ष्यों के संदर्भ में करेगा तथा वास्तविक निष्पादन, प्रत्याशित कुशलता सुधारों और अन्य प्रासंगिक कारकों के आधार पर अगली नियंत्रण अवधि के लिए प्रारंभिक मान निर्धारित करेगा।

क9: आवेदन का निस्तारण

9.1 आयोग उत्पादन कंपनी द्वारा किए गए प्रस्तुतिकरणों का संसाधन इन विनियमों और व्यवसाय विनियमों का संचालन के अनुसार करेगा।

9.2 आयोग उत्पादन कंपनी के प्रस्तुतिकरणों, जनता तथा अन्य स्टेकहोल्डरों की आपत्तियों/सुझावों के आधार पर आवेदन ऐसे संशोधनों तथा/अथवा ऐसी शर्तों के साथ स्वीकार कर सकता है, जो न्यायालित और उपयुक्त समझे जाएं और आवेदन की प्राप्ति के 120 दिन के भीतर तथा जनता तथा अन्य स्टेकहोल्डरों की समस्त आपत्तियों/सुझावों पर विचार करने के बाद, एक ऐसा आदेश जारी कर

सकता है जिसमें अन्य बातों के साथ नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए उत्पादन टैरिफ और नियंत्रणीय आइटमों हेतु लक्ष्य दिये गए हैं।

क10 : आवधिक समीक्षाएं

- 10.1 बहु वर्षीय टैरिफ (एमवाईटी) का सुचारू कार्यान्वयन सुनिश्चित करने के लिए, आयोग उत्पन्न होने वाले किन्हीं व्यावहारिक मुद्दों, चिंताओं अथवा अप्रत्याशित परिणामों के संबोधन हेतु नियंत्रण अवधि के दौरान उत्पादन कंपनी के निष्पादन की आवधिक समीक्षाएं कर सकता है।
- 10.2 उत्पादन कंपनी द्वारा सूचना, नियंत्रण अवधि के प्रारंभ में आयोग द्वारा अनुमोदित लक्ष्यों के संदर्भ में निष्पादन के आकलन के लिए वास्तविक निष्पादन की वार्षिक समीक्षा के अंश के रूप में प्रस्तुत की जाएगी। इसमें इसके निष्पादन और लेखा के वार्षिक विवरण होंगे तथा नवीनतम उपलब्ध लेखा परीक्षित लेखा के साथ साथ निर्धारित प्रारूप में नियामक लेखा, हासिल किए गए प्रतिमान और इन विनियमों के अनुसार संगमना टैरिफ शामिल होगा।
- 10.3 आयोग, शेष नियंत्रण अवधि के लिए, उत्पादन कंपनी के पूर्वानुमान में कोई संशोधन भी, उनके सविस्तार कारण देते हुए, निर्देशित कर सकता है।

क11: विविध

स्वच्छ विकास तंत्र (सीडीएम) लामों की हिस्सेदारी

- 11.1 अनुमोदित सीडीएम परियोजना से कार्बन क्रेडिट की प्राप्तियों में हिस्सेदारी निम्नलिखित विधि में होगी, नामत:-
 - क) सीडीएम की सकल प्राप्तियों का 100 प्रतिशत अंश उत्पादन कंपनी के वाणिज्यिक प्रचालन के तिथि के बाद पहले वर्ष (12 माह) में परियोजना विकासकर्ता द्वारा प्रतिधारित की जाएगी;
 - ख) दूसरे वर्ष में, लाभार्थियों का हिस्सा 10 प्रतिशत होगा, जिसमें इसके 50 प्रतिशत पहुंचने तक प्रति वर्ष 10 प्रतिशत की वृद्धि की जाएगी, जिसके पश्चात प्राप्तियों उत्पादन कंपनी और उपयोक्ताओं द्वारा बराबर अनुपात में बांटी जाएगी।

विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न्य

- 11.2 उत्पादन कंपनी विदेशी मुद्रा ऋण पर व्याज और उत्पादन केंद्र के लिए अर्जित विदेशी ऋण चुकाने के संबंध में विदेशी मुद्रा प्रभावन पर उत्पादन कंपनी के विवेकानुसार अंश अथवा पूर्ण रूप में व्यवस्था कर सकती है।
- 11.3 उत्पादन कंपनी विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न संबंधी व्यवस्था की लागत की वसूली मानकी विदेशी ऋण के सुसंगत, संबंधित वर्ष में वर्षानुवर्ष आधार पर इसके उत्पन्न होने की अवधि में व्यय के रूप में करेगी तथा व्यवस्थाकृत विदेशी ऋण के समक्ष ऐसे विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न्य के संगत अतिरिक्त रूपया दायित्व की अनुमति नहीं दी जाएगी।
- 11.4 उत्पादन कंपनी विदेशी मुद्रा प्रभावन की व्यवस्था जिस सीमा तक करने हेतु सक्षम नहीं है, संबद्ध वर्ष में मानकी विदेशी मुद्रा ऋण के संगत ऋण चुकौती और व्याज भुगतान हेतु अतिरिक्त रूपया दायित्व की अनुमति दी जाएगी परंतु शर्त यह है कि यह उत्पादन कंपनी अथवा इसके आपूर्तिदाताओं अथवा ठेकेदारों को प्रदान नहीं की जाती है।
- 11.5 उत्पादन कंपनी व्यवस्था और विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न्य की लागत वर्षानुवर्ष आधार पर इसके उत्पन्न होने की अवधि में आय अथवा व्यय के रूप में वसूल करेगी।

विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न्य की व्यवस्था लागत की वसूली

- 11.6 विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न्य की व्यवस्था लागत की वसूली सीधे उत्पादन कंपनी द्वारा उपयोक्ताओं से आयोग के समक्ष कोई आवेदन प्रस्तुत किए बिना की जाएगी। परंतु शर्त यह है कि विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न्य अथवा व्यवस्था लागत के आधार पर दावा की गई राशि के संबंध में उपभोक्ताओं द्वारा कोई आपत्ति किए जाने की स्थिति में उत्पादन कंपनी आयोग के समक्ष इसके निर्णय के लिए उपयुक्त आवेदन प्रस्तुत कर सकती है।

आदेश और अभ्यास निर्देश जारी करना

- 11.7 अधिनियम और इन विनियमों के प्रावधान के अधीन, आयोग समय समय पर, इन विनियमों के कार्यान्वयन तथा उन विभिन्न विषयों, जिनके लिए आयोग को निर्देश देने हेतु इन विनियमों द्वारा शक्तिप्रदान की गई है, तथा उसके संबंधित अथवा आकर्षित मुद्दों पर अपनाई जाने हेतु प्रक्रिया के संबंध में आदेश और अभ्यास निर्देश जारी कर सकता है।
- 11.8 इन विनियमों में कुछ भी दिए होने के बावजूद, आयोग को, स्वतः प्रेरित ढंग से अथवा किसी इच्छुक अथवा प्रभावित पक्ष द्वारा याचिका प्रस्तुत किए जाने पर, किसी आवेदक के टैरिफ निर्धारण का अधिकार होगा।

कठिनाइर्णा दूर करने हेतु शक्तियाँ

- 11.9 यदि इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को लागू करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, आयोग एक साधारण अथवा विशेष आदेश द्वारा, जो इन विनियमों के प्रावधानों के असंगत नहीं है, कर सकता है अथवा करने का दायित्व ले सकता है अथवा उत्पादन कंपनी को करने अथवा ऐसे कार्य करने का दायित्व लेने का निर्देश दे सकता है जो कठिनाइयों को दूर करने के प्रयोजनार्थ आवश्यक अथवा समयोचित प्रतीत होते हैं।

शिथिलीकरण की शक्ति

- 11.10 आयोग लोक हित में और लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों के साथ, इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को शिथिल कर सकता है।

व्याख्या

- 11.11 यदि इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को व्याख्या के संबंध में कोई प्रश्न उत्पन्न होता है, आयोग को निर्णय आवैद भाष्य हाता।

आयोग की अंतर्निष्ठ शक्तियों का बचाव

- 11.12 इन विनियमों में अंतर्निष्ठ कुछ भी, एक ऐसी प्रक्रिया अपनाने की आयोग की शक्तियों को रीमिट अथवा अन्यथा प्रभावित नहीं करेगा, जो इन विनियमों के किसी भी प्रावधान से वैभिन्नतापूर्ण है, यदि आयोग, मामले को विशेष परिस्थितियों अथवा मामले की श्रेणी के दृष्टिगत और लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट प्रक्रिया से अलग हटना आवश्यक अथवा समयोचित समझता है।

जांच और अन्वेषण

11.13 इन विनियमों के अधीन सभी जांच, अन्वेषण और न्यायनिर्णय आयोग द्वारा व्यवसाय विनियमों का संचालन के प्रावधानों के अनुसरण में कार्यवाही के माध्यम से किए जाएंगे।

संशोधन हेतु शक्ति

11.14 आयोग, लिखित रूप में कारण दर्ज करते हुए, किसी भी समय संशोधन द्वारा इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में किंचित् परिवर्तन, परिवर्तन अथवा सुधार कर सकता है।

जनशक्ति रघुरामज
सचिव

नोट

आयोग ने सार्वजनिक हित में इन विनियमों का हिन्दी संस्करण प्रकाशित किया है। तथापि किसी प्रकार की बुटि की स्थिति में अंग्रेजी संस्करण को प्रमाणिक माना जाए।

परिशिष्ट— I: मूल्यहास अनुसूची

क्र. सं.	संपत्ति का विवरण	मूल्यहास दर (अंशोद्धार मूल्य=10%)
		एसएलएम
A	पूर्ण स्वामित्वाधीन भूमि	0.00%
B	पट्टे के तहत भूमि	
(a)	भूमि में निवेश के लिए	3.34%
(b)	स्थल की सफाई की लागत के लिए	3.34%
C	नई खरीदी गई संपत्तियां	
a.	उत्पादन केंद्रों में घीआई तथा मशीनरी	
(i)	जल विद्युत	5.28%
(ii)	भाप-विद्युत एनएचआरबी एवं अपशिष्ट ऊषा पुनःप्राप्ति बॉयलर	5.28%
(iii)	डीजल विद्युत एवं गैस संयंत्र	5.28%
b.	कूलिंग टावर्स और सर्कुलेटिंग वाटर सिस्टम्स	5.28%
c.	हाइड्रो-इलेक्ट्रिक सिस्टम संबंधी हाइड्रोलिक कार्य, जिसमें शामिल हैं:	
(i)	डैम, रियलवे वियर्स, नहरें, रीइनफोर्स्ड कंक्रीट फलूम्स व साइफन्स	5.28%
(ii)	रीइनफोर्स्ड कंक्रीट पाइपलाइंस तथा सर्ज टैंक्स, स्टील पाइपलाइंस, स्लूइंस गेट्स, स्टील सर्ज टैंक्स, हाइड्रोलिक कंट्रोल वाल्व्स तथा हाइड्रोलिक कार्य।	5.28%
d.	स्थायी प्रकार के भवन एवं सिविल इंजीनियरिंग निर्माण, जिनका वर्णन ऊपर नहीं किया गया है:	
(i)	कार्यालय और शोरूम	3.34%
(ii)	थर्मो-इलेक्ट्रिक जनरेटिंग प्लाट युक्त	3.34%
(iii)	हाइड्रो-इलेक्ट्रिक जनरेटिंग प्लाट युक्त	3.34%
(iv)	अस्थायी निर्माण जैसे बुडन स्ट्रक्चर	100.00%
(v)	कच्ची रोड को छोड़कर अन्य रोड	3.34%
(vi)	अन्य	3.34%
e.	द्रांसफार्मर, फियोर्स्क सब-स्टेशन इकिपमेंट एवं अन्य फिक्स उपकरण (प्लाट फाउंडेशन सहित)	
(i)	द्रांसफार्मर (फाउंडेशन सहित) 100 किलो वोल्ट एम्पियर तथा अधिक की	5.28%

	रेटिंग सहित	
(ii)	अन्य	5.28%
f.	स्विचगियर, केबल कनेक्शन्स सहित	5.28%
g.	ताड़ित घालक:	
(i)	स्टेशन टाइप	5.28%
(ii)	पोल टाइप	5.28%
(iii)	सिंकोनस कंडेंसर	5.28%
h.	बैटरियां	5.28%
(i)	भूमिगत केबल ज्वाइट बाक्स तथा डिस्कनेक्टेड बाक्स सहित	5.28%
(ii)	केबल डक्ट सिस्टम	5.28%
i.	ओवरहेड लाइंस केबल सपोर्ट सहित	
(i)	फैशीकेटेड स्टील पर लाइंस 66 केवी से अधिक टर्मिनल वोल्टेज पर आपरेटिंग	5.28%
(ii)	स्टील सपोर्ट पर लाइंस 13.2 केवी से अधिक किंतु 66 केवी से अधिक नहीं टर्मिनल वोल्टेज पर आपरेटिंग	5.28%
(iii)	स्टील या रीइनफोर्ड कंक्रीट सपोर्ट पर लाइंस	5.28%
(iv)	ट्रीटेड बुड सपोर्ट पर लाइंस	5.28%
j.	मीटर	5.28%
k.	सेलफ प्रोपेल्ड हीकल	9.50%
l.	एयर कंडीशनिंग प्लांट्स:	
(i)	स्टेटिक	5.28%
(ii)	पोर्टेबल	9.50%
m.		
(i)	कार्यालय फर्नीचर तथा फर्निशिंग	6.33%
(ii)	कार्यालय उपरकर	6.33%
(iii)	इंटरनल वायरिंग फिटिंग्स और उपकरणों सहित	6.33%
(iv)	स्ट्रीट लाइट फिटिंग्स	5.28%
n.	किराए पर उपकरण:	
(i)	मोटरों के अलाया	9.50%
(ii)	मोटर	6.33%
o.	संचार उपस्कर	
(i)	रेडियो तथा उच्चतर फ्रीक्वेंसी कैरियर सिस्टम्स	6.33%
(ii)	टेलीफोन लाइंस तथा टेलीफोन	6.33%
P	आईटी उपस्कर	15.00%

q	ऊपर शामिल नहीं की गयी कोई अन्य संपत्ति	5.28%
---	--	-------

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग

ट्रांसमिशन टैरिफ निर्धारण हेतु निबंधन एवं शर्तें विनियम

सं. एफ. 3(290) / टैरिफ / डीईआरसी / 2011-12 / सी.एफ.3180 . आयोग, दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (ट्रांसमिशन टैरिफ निर्धारण हेतु निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2011 के प्रारूप पर विचार-विमर्श करने तथा विभिन्न अंशधारकों से प्राप्त प्रतिक्रियाओं पर विचार करने के उपरांत और विद्युत अधिनियम, 2003 के अधीन प्रदत्त शक्तियों के प्रयोग में, एतद्वारा दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (ट्रांसमिशन टैरिफ निर्धारण हेतु निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2011 अनुमोदित करता है।

क1: संक्षिप्त नाम और विस्तार

- 1.1 ये विनियम "दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (ट्रांसमिशन टैरिफ निर्धारण हेतु निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2011" कहे जाएंगे।
 1.2 ये विनियम 1 अप्रैल, 2012 से लागू होंगे तथा जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा नहीं की जाए अथवा विस्तारित नहीं की जाए, प्रारम्भ की तिथि से तीन वर्ष की अवधि के लिए लागू होंगे।
 1.3 ये विनियम संपूर्ण राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में लागू होंगे।

क2: परिमाणार्थ और व्याख्या

- 2.1 इन विनियमों में, जब तक कि सदर्भ में अन्यथा अपेक्षित नहीं हो—

- (क) "अधिनियम" का अर्थ विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36), उसके संशोधनों सहित है;
 (ख) "सकल राजस्व आवश्यकता" या "एआरआर" का अर्थ है, इन नियमों के अनुसार प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिए अनुमति प्राप्त लाइसेंसीकृत व्यापार से संबंधित लागत, जिसे आयोग द्वारा पहले शुल्क से वसूल किया जाना है;
 (ग) "आवंटित ट्रांसमिशन क्षमता" का अर्थ है सामान्य परिस्थितियों के अंतर्गत राज्य के अंदर ट्रांसमिशन प्रणाली पर लंबी अवधि के उपभोक्ता को अनुमति प्राप्त आहरण और बिन्दु(ओं) और निर्दिष्ट अंतःक्षेपण बिन्दु(ओं) के बीच मेगावाट में पावर हस्तांतरण तथा "क्षमता आवंटन" पद का तदनुसार अर्थ लगाया जाएगा;

लंबी अवधि ट्रांसमिशन उपभोक्ता को आवंटित ट्रांसमिशन क्षमता, राज्य विद्युत उत्पादन स्टेशन, अंतरराज्यीय विद्युत उत्पादन स्टेशन और अनुबंधित पावर से, यदि कोई है तो, लंबी अवधि ट्रांसमिशन उपभोक्ता को आवंटित उत्पादन क्षमता का योग होगा;

- (घ) "आवेदक" का अर्थ है एक ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी जिसने इन नियमों के अनुसार ट्रांसमिशन शुल्क के निर्धारण के लिए एक आवेदन किया है और इसमें एक ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी शामिल है जिसका टैरिफ आयोग द्वारा समीक्षा का विषय है;
 (ङ) "ऑडिटर" का अर्थ है कंपनी अधिनियम, 1956 (1956 का 1) के भाग 224 और 619 या उस समय के लिए लागू कोई अन्य कानून के प्रावधानों के अनुसार एक ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा नियुक्त ऑडिटर;
 (च) किसी दी गई अवधि के लिए "उपलब्धता" का अर्थ है उस अवधि के दौरान घंटों में समय जिसमें ट्रांसमिशन प्रणाली अपने नियत बोल्टेज पर बिजली ट्रांसमिट करने में सक्षम है और इसे दी गई अवधि में कुल घंटों के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाएगा और इसकी गणना आयोग द्वारा यथानिर्दिष्ट संगणित की जाएगी;

- (छ) "आधार वर्ष" का अर्थ नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष का तत्काल पूर्ववर्ती वित्तीय वर्ष है;
 (ज) "लाभार्थी(यों)" का अर्थ लंबी अवधि ट्रांसमिशन उपभोक्ता और लंबी अवधि ओपन एक्सेस उपभोक्ता दोनों है। एक वितरण लाइसेंसधारी आवश्यक रूप से एक लंबी अवधि ट्रांसमिशन उपभोक्ता होगा जिसके लिए उसे ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के साथ एक ट्रांसमिशन सेवा करार में प्रयोग करना होगा;

- (झ) "सीईआरसी" का अर्थ केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग है;
 (ञ) "कानून में परिवर्तन" का अर्थ निम्नलिखित किसी घटना का घटित होना है:
 (i) किसी कानून का अधिनियमन, प्रभावी किया जाना, अंगीकरण, घोषणा, संशोधन, किंवित संशोधन अथवा रद्द किया जाना; अथवा
 (ii) किसी सक्षम संविधिक प्राधिकारी द्वारा परियोजना हेतु उपलब्ध अथवा प्राप्त की गई किसी सहमति, अनुमोदन अथवा लाइसेंस में परिवर्तन; अथवा
 (iii) किसी सक्षम संविधिक प्राधिकारी द्वारा परियोजना हेतु उपलब्ध अथवा प्राप्त की गई किसी सहमति, अनुमोदन अथवा लाइसेंस में परिवर्तन; अथवा

- (ट) "आयोग" का अर्थ दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग है;
 (ठ) "व्यवसाय संचालन विनियम" का अर्थ दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग बृहद (व्यवसाय संचालन) विनियम, 2001, रामय-रामय पर यथा संशोधित, है;

- (ड) "नियंत्रण अवधि" का अर्थ आयोग द्वारा 1 अप्रैल 2012 से 31 मार्च, 2015 तक नियत की गई बहु-वर्षीय अवधि है;

- (ढ) "विच्छेदन तिथि" का अर्थ परियोजना के विभिन्न प्रचालन के वर्ष के दो वर्ष पश्चात समाप्त हो रहे वर्ष की 31 मार्च है आरं विच्छेदन वर्ष की अंतिम तिमाही में वाणिज्यिक प्रयोजन के अधीन होना घोषित किए जाने की स्थिति में, विच्छेदन तिथि वाणिज्यिक प्रयोजन के वर्ष के दो वर्ष पश्चात समाप्त हो रहे वर्ष की 31 मार्च होगी;

- (ण) "वाणिज्यिक अंतरेश्वरी की तिथि" या "सीओडी" का अर्थ है: ट्रांसमिशन प्रणाली के रादर्भ में ट्रांसमिशन लाइसेंस दाता विच्छेदन वर्ष की 31 मार्च तिथि जिसके ट्रांसमिशन प्रणाली का एक तत्व, सफल शुल्क निर्धारण और द्रायल ऑपरेशन का बदल देने की है;

वर्तमान किसी कैलेंडर माह का पहला दिन होगा और तत्व के लिए ट्रांसमिशन शुल्क उसी तिथि से देय होगा और इसकी उपलब्धता को उसी तिथि से माना जाएगा;

आगे यह भी कि यदि ट्रांसमिशन प्रणाली का तत्व नियमित सेवा के लिए तैयार है लेकिन सेवा देने से रोका जाता है जिसका कारण ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी, इसके आपूर्तिकर्ता या ठेकेदारों के फलस्वरूप नहीं है, ऐसे में आयोग वाणिज्यिक ऑपरेशन की तिथि तत्व के नियमित सेवा में आने के पहले अनुमोदित कर सकता है;

- (त) "वितरण लाइसेंसधारी" का अर्थ है अपने आपूर्ति क्षेत्र में उपभोक्ताओं को बिजली आपूर्ति के लिए वितरण प्रणाली को ऑपरेट करने और उसके रख-रखाव के लिए अधिकृत एक लाइसेंसधारी;
- (थ) "उपगत व्यय" का अर्थ वह निधि, वाह इक्विटी अथवा ऋण अथवा दोनों हैं जो एक उपयोगी संपत्ति के सृजन अथवा अर्जन हेतु वास्तव में नियोजित की गई तथा नकद अथवा नकद समतुल्य में देयताएँ शामिल नहीं हैं, जिनके लिए कोई भुगतान नहीं किया गया है;
- (द) "वित्तीय वर्ष" का अर्थ एक कैलंडर वर्ष के 1 अप्रैल को प्रारंभ और उसके अनुवर्ती कैलंडर वर्ष के 31 मार्च को समाप्त होने वाली अवधि है;
- (ध) "कार्यान्वयन करार" का अर्थ है करार, अनुबंध या सहमति ज्ञापन या ऐसा कोई भी प्रसंविदा, जो ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी और लंबी अवधि ट्रांसमिशन उपभोक्ता के बीच ट्रांसमिशन प्रणाली के निर्माण के लिए किया गया हो;
- (न) "लाइसेंस" का अर्थ है अधिनियम के भाग 14 के अंतर्गत आयोग द्वारा प्रदत एक लाइसेंस;
- (प) "लाइसेंस-प्राप्त व्यापार" का अर्थ है वे कार्य और गतिविधियां जिन्हें लाइसेंसधारी को आयोग द्वारा प्रदत लाइसेंस के संदर्भ में या अधिनियम के अंतर्गत मनद लाइसेंसधारी के रूप में लेने की जरूरत है;
- (फ) "लाइसेंसधारी" का अर्थ है कोई व्यक्ति जिसे एक लाइसेंस प्रदान किया गया है और इसमें एक मनद लाइसेंसधारी शामिल है;
- (ब) "लंबी अवधि ट्रांसमिशन उपभोक्ता" का अर्थ है एक व्यक्ति जिसके पास ट्रांसमिशन शुल्क भुगतान करने पर 12 वर्षों या उससे ज्यादा और 25 वर्षों से कम की अवधि के लिए राज्य के अंदर ट्रांसमिशन प्रणाली के उपयोग का संविदात्मक अधिकार है;
- (भ) "मध्यम अवधि ट्रांसमिशन उपभोक्ता" का अर्थ है एक व्यक्ति जिसके पास ट्रांसमिशन शुल्क भुगतान करने पर तीन महीनों से ज्यादा और तीन वर्षों से कम की अवधि के लिए राज्य के अंदर ट्रांसमिशन प्रणाली के उपयोग का संविदात्मक अधिकार है;
- (म) "गैर-टैरिफ आय" का अर्थ है टैरिफ (राज्य के अंदर बिजली का ट्रांसमिशन) से प्राप्त आय के अलावा लाइसेंस-प्राप्त व्यापार से संबंधित आय और जिसमें अन्य व्यापार से कोई आय नहीं शामिल है;
- (य) "अन्य व्यापार" का अर्थ है विद्युत अधिनियम 2003 के भाग 41 के अंतर्गत ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी का अन्य व्यापार;
- (कक) "ओपन अक्सेस उपभोक्ता" का अर्थ है उस आपूर्ति क्षेत्र के वितरण लाइसेंसधारी की अतिरिक्त किसी व्यक्ति से बिजली की आपूर्ति प्राप्त करने के लिए आयोग द्वारा अनुमति प्राप्त एक उपभोक्ता और इस अभियक्ति में ऐसी बिजली उत्पादन की कंपनी और लाइसेंसधारी शामिल हैं। जिसने ओपन अक्सेस का लाभ उठाया है या लाभ उठाने का इरादा रखता है;
- (खख) "मूल परियोजना लागत" का अर्थ है परियोजना के मूल दायरे में कट-ऑफ तिथि तक, जैसा कि आयोग द्वारा स्वीकृत है, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा किया गया पूँजीगत व्यय;
- (गग) "परियोजना" का अर्थ है ट्रांसमिशन प्रणाली;
- (घघ) "रेटिट वोल्टेज" का अर्थ है निर्माता द्वारा डिजाइन किया गया वोल्टेज जिस पर ट्रांसमिशन प्रणाली का परिचालन डिजाइन किया गया है और जिसमें वैसा निम्न वोल्टेज शामिल है जिस पर लंबी अवधि ट्रांसमिशन उपभोक्ता के साथ किसी भी ट्रांसमिशन लाइन पर शुल्क लगाया जाता है या अभी के लिए लगाया जा रहा है;
- (डड) "लघु अवधि ट्रांसमिशन उपभोक्ता" का अर्थ है एक व्यक्ति जिसके पास ट्रांसमिशन शुल्क भुगतान करने पर एक महीने तक की अवधि के लिए राज्य के अंदर ट्रांसमिशन प्रणाली के उपयोग का संविदात्मक अधिकार है;
- (चच) "राज्य भार प्रेषण केंद्र" अथवा "एसएलडीसी" का अर्थ राज्य सरकार द्वारा अधिनियम की धारा 31 के अधीन कार्यों का निर्वहन और शक्तियों के प्रयोग के प्रयोगनाथ प्रतिष्ठापित केंद्र है;
- (छछ) "राज्य" का अर्थ राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली है;
- (जज) "ट्रांसमिशन व्यापार" का अर्थ है एक ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा लाभार्थी(यों) और अनुमति प्राप्त ओपन अक्सेस उपभोक्ताओं को बिजली के ट्रांसमिशन का व्यापार;
- (झझ) "ट्रांसमिशन सेवा करार" का अर्थ है करार, अनुबंध, या सहमति ज्ञापन या ऐसी कोई भी प्रसंविदा, जो ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी और लंबी अवधि ट्रांसमिशन उपभोक्ता(ओं) के बीच ट्रांसमिशन प्रणाली के ऑपरेशन फेज के लिए किया गया हो;
- (ज्ज) "ट्रांसमिशन प्रणाली" का अर्थ है प्रणाली जो मुख्यतः अतिरिक्त उच्च वोल्टेज इलेक्ट्रिक लाइनों और सहायक उपकरणों तथा सटेशन की बनी है जिसमें ट्रांसफर योजना के रूप में निम्नतर वोल्टेज की कोई अन्य प्रणाली सहित नियत वोल्टेज 66 केवी से ज्यादा है या आयोग विशेष रूप से पहचान कर सकता है, जो कि ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा स्वामित्व प्राप्त या नियन्त्रित है और दो बिजली उत्पादन स्टेशनों के स्थीर्यांड के बीच या एक उत्पादन स्टेशन से सबस्टेशन के बीच या दो सबस्टेशनों के बीच या किसी भी बाहरी इन्टर-कनेक्शन से बिजली के परिवहन के उद्देश्य के लिए उपयोग होता है और जिसमें वितरण प्रणाली के साथ इन्टरकनेक्शन तक सभी खण्ड उपकरण और बिजली के ट्रांसमिशन के संदर्भ में लिया गया या उपयोग में लाया गया कोई संयंत्र, औजार और मीटर शामिल है, लेकिन वितरण प्रणाली का कोई भाग शामिल नहीं होगा।
- (टट) "ट्रांसमिशन प्रणाली उपलब्धता कारक" का अर्थ है ट्रांसमिशन प्रणाली की उपलब्धता जैसा कि राज्य लोड प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रमाणित किया जाता है;
- (ठठ) सीओडी से किसी ट्रांसमिशन प्रणाली की एक इकाई के संबंध में "उपयोगी जीवन" का अर्थ होगा सबस्टेशन के लिए 25 वर्ष और ट्रांसमिशन लाइन के लिए 35 वर्ष;

2.2 इन विनियमों में प्रयुक्त शब्द और अभिव्यक्तियां जो इसमें परिभाषित नहीं किए गए हैं, परंतु अधिनियम में परिभाषित किए गए हैं, का अर्थ वही होगा, जो अधिनियम में दिया गया है।

2.3 इन विनियमों के अधीन समस्त कार्यवाहियां, व्यवसाय संचालन विनियम द्वारा शामिल होंगी।

कृ3: विनियमों का दायरा और लागू होने की सीमा

3.1 अधिनियम, नियमों और नीतियों के प्रावधानों के अधीन रहते हुए, ये विनियम, अधिनियम के भाग 62 के अंतर्गत ट्रांसमिशन टैरिफ के निर्धारण के सभी मामलों में लागू होंगे। हालांकि, ये उन मामलों में नहीं लागू होंगे जहां टैरिफ का निर्धारण अधिनियम के भाग 63 के प्रावधानों के अनुसार केन्द्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुरूप बोली लगाने (बिडिंग) की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से हुआ है।

- 3.2 इन विनियमों में अधिकथित सिद्धान्तों के अनुसार, आयोग, ट्रांसमिशन व्यापार के लिए कुल राजस्व आवश्यकता (एआरआर) का निर्धारण करेगा।
- क4: सामान्य दैरिकोण और मार्गदर्शी सिद्धांत**
- 4.1. आयोग, एआरआर के अनुमोदन और टैरिफ एवं शुल्क से अपेक्षित राजस्व के लिए बहु-वर्षीय टैरिफ फ्रेमवर्क अपनाएगा।
- 4.2. बहु वर्षीय टैरिफ संरचना निम्नलिखित पर आधारित होगी:
- (क) ट्रांसमिशन लाइसेंस के लिए स्पूर्ण नियंत्रण अवधि की व्यवसाय योजना, नियंत्रण अवधि प्रारंभ होने से पूर्व आयोग के समक्ष अनुमोदन के लिए प्रस्तुत की जाएगी;
 - (ख) आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट पैरामीटरों के लिये सछेदी वहां नियत किए जाएंगे जहां आवेदक के कार्यपालन में प्रोत्साहन और गैर-प्रोत्साहन द्वारा सुधार नियत किए जाने की आवश्यकता है;
 - (ग) कार्यपालन का वार्षिक पुनर्वलोकन अनुमोदित पूर्वानुमान के अनुसार किया जाएगा।
- आधाररेखा**
- 4.3 नियंत्रण अवधि हेतु आधार रेखा भान (प्रवालन और लागत प्राचलक) आयोग द्वारा निर्धारित किए जाएंगे तथा आयोग द्वारा पिछले अनुमोदित मानों, नवीनतम परीक्षित लेखा, संबद्ध वर्ष हेतु वास्तविकों के अनुमान, पूर्वविचार जांच तथा आयोग द्वारा उपयुक्त विचारित अन्य घटकों पर आधारित होंगे।
- 4.4 आयोग सामान्यतः निष्पादन लक्षणों को संशोधित नहीं करेगा।
- पूर्जी निवेश योजना**
- 4.5 आयोग, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा नियंत्रण अवधि के दौरान लोड वृद्धि पूर्वानुमान पर आधारित जमा प्रणाली वृद्धि की योजना का अनुमोदन करेगा। एआरआर की गणना के लिए समान पर विचार किया जाएगा, जबकि ट्रांसमिशन प्रणाली द्वारा प्रेषित विजली की मात्रा को राज्य के अदर नेटवर्क विस्तार योजना के आधार पर इसके लाभार्थियों की प्राकलित वृद्धि योजना और नई ट्रांसमिशन प्रणाली की कोई योजना पर विचार कर प्रस्तावित किया जाएगा।
- 4.6 लाइसेंसधारी द्वारा जमा किया गया पूर्जी निवेश योजना, जारी परियोजनाओं का विवरण भी प्रदान करेगा, जो नियंत्रण अवधि और नई परियोजनाओं तक फैला होगा जो नियंत्रण अवधि में शुरू हो रही होगी लेकिन नियंत्रण अवधि के बाद भी विस्तार पा सकती हैं।
- 4.7 पूर्जी निवेश योजना, सीईए/सीटीयू/एसटीयू द्वारा बनाई गई योजनाओं के अनुरूप होगा। निवेश योजना, स्कीम-वार होगा और प्रत्येक स्कीम में शामिल होगा:
- (क) निवेश का उद्देश्य (अर्थात्, वर्तमान संपत्ति का विस्थापन, लोड वृद्धि को पूरा करना, तकनीकी धार्टे को कम करना, प्रतिक्रियात्मक उर्जा आवश्यकताओं को पूरा करना, आपूर्ति की गुणवत्ता और विश्वसनीयता में सुधार, आदि);
 - (ख) पूर्जी संरचना;
 - (ग) पूर्जीकरण अनुसूची;
 - (घ) वित्तीय योजना;
 - (ड) लागत-लाभ विश्लेषण;
 - (च) नियंत्रण अवधि में परिकलिप्त प्रदर्शन सुधार।
- 4.8 वार्षिक प्रदर्शन समीक्षा के लिए, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी को वर्ष के दौरान वार्षिक प्रदर्शन समीक्षा फाइलिंग के साथ किया गया वार्तविक पूर्जी व्यय और पूर्जीकरण को समीक्षा के अंतर्गत जमा करना होगा।
- 4.9 आयोग नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के अंत में किए गए वार्तविक पूर्जी व्यय और पूर्जीकरण की समीक्षा अनुमोदित पूर्जी व्यय और पूर्जीकरण सूची के सामने करता है। पूर्जी व्यय और पूर्जीकरण के स्तर के आधार पर, आयोग नियंत्रण अवधि के किसी भी वर्ष के लिए स्तर समान करने के दौरान नियोजित पूर्जी पर रिटर्न (आरओसीई) और धार्टे को समक्ष लाएगा। किसी भी वर्ष के लिए स्तर में लाए गए पूर्जी व्यय और पूर्जीकरण के आधार पर नियंत्रण अवधि के शेष वर्षों के लिए आयोग पूर्जी व्यय और पूर्जीकरण को भी संशोधित कर सकता है।
- 4.10 आयोग से अनुमोदन के बाद पूर्जी व्यय सामान्यतः लाइसेंसधारी द्वारा बहन किया जाएगा।
- 4.11 लाइसेंसधारी, स्कीम-वार संपत्ति पूर्जीकरण का विवरण तिमाही जमा करेगा जिसके साथ इलेक्ट्रिकल इंसेप्टर सर्टिफिकेट और अन्य दस्तावेज, जैसा की आयोग द्वारा समय-समय पर नियोजित पूर्जी पर रिटर्न और मूल्य में कमी को होने देने के लिए निर्धारित किया जा सकता है, भी होंगे।
- नवीनीकरण और आधुनिकीकरण**
- 4.12 ट्रांसमिशन प्रणाली के उपयोगी जीवन अवधि के बाद भी जीवन के विस्तार के उद्देश्य से नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर. एवं एम.) लाइसेंसधारी पर खर्च को पूरा करने के लिए ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी आयोग के सामने पूरे स्कोप, औद्योगिक, लागत-लाभ विश्लेषण, एक संदर्भ तिथि से अनुमानित जीवन विस्तार, वित्तीय पैकेज, खर्च को चरणबद्ध करना, संपूर्णता की सूची, मूल्य स्तर संदर्भ, विदेशी मुद्रा घटक सहित अनुमानित पूर्णता लागत, यदि कोई हो, लाभार्थी की सहमति और कोई अन्य सूचना जो ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा संदर्भपूर्ण समझा जाता हो, देते हुए एक विस्तृत परियोजना रिपोर्ट के साथ प्रस्ताव के अनुमोदन के लिए एक आवेदन करेगा।
- 4.13 जहां ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी आर एवं एम प्रस्ताव के अनुमोदन के लिए एक आवेदन करता है, अनुमोदन, लागत अनुमान, वित्तीय योजना, पूर्णता की सूची, निर्माण के दौरान व्याज, कुशल प्रोधार्गिकी, लागत-लाभ विश्लेषण और आयोग द्वारा संदर्भपूर्ण समझे जाने वाले ऐसे अन्य कारकों पर विचार करने के बाद दिया जाएगा।
- 4.14 कोई खर्च जो हुआ हो या होना अनुमानित हो, जैसा आयोग द्वारा नवीनीकरण व्यय और जीवन विस्तार के अनुमान पर आधारित साक्षात्तीर्त पूर्वक जाच के बाद स्वीकृत है और वास्तविक परियोजना लागत से पुनःप्राप्त मूल्य गिरावट के विरुद्ध अग्रिम सहित विस्थापित संपत्ति की राशी को अलग करने और जमा मूल्य गिरावट को घटाने के बाद टैरिफ के निर्धारण का आधार बनेगा।
- नियंत्रणीय पैरामीटर के लिए लक्ष्य**
- 4.15 आयोग चीजों या पैरामीटर के लिए लक्ष्य निर्धारित करेगा जो “नियंत्रीण्य” माना जाएगा और जिसमें शामिल होगा:
- (क) ट्रांसमिशन प्रणाली की उपलब्धता;
 - (ख) परियोजना और रख-रखाव खर्च जिसमें शामिल है कर्मचारी के खर्च, मरम्मत एवं रख-रखाव के खर्च, प्रशासनिक तथा सामान्य खर्च और अन्य विविध खर्च अर्थात्, ऑफिट शुल्क, किराया, कानूनी शुल्क आदि;
 - (ग) पूर्जी नियोजन पर रिटर्न और
 - (घ) विमूल्यन

दूर्दीग अप

- 4.16 नियंत्रणीय पैरामीटर के लिए
- (क) परिचालन और रख-रखाव (ओ एवं एम) व्यय के खाते पर कोई भी अधिशेष या घाटा लाइसेंसधारी के खाते में होगा और एआरआर में नहीं शामिल किया जाएगा; और
- (ख) मूल्य में गिरावट और नियोजित पूँजी पर रिटर्न का समतुल्यन प्रत्येक वर्ष वास्तविक पूँजी व्यय और वास्तविक पूँजीकरण के आधार पर आयोग द्वारा अनुमोदित पूँजी निवेश योजना (पूँजी व्यय और पूँजीकरण) के समकक्ष किया जाएगा:
- परंतु शर्त यह है कि कार्यशील पूँजी में कोई अधिशेष या घाटा उत्पादन कंपनी के खाते में होगा तथा एआरआर में वास्तविक नहीं बनाया जाएगा; परंतु आगे शर्त यह है कि आयोग व्याज दर को वास्तविक नहीं बनाएगा, यदि नियंत्रण अवधि के दौरान 1 अप्रैल, 2012 को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर में अंतर $+/-1$ प्रतिशत के भीतर है। भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर में $+/-1$ प्रतिशत से अधिक के अंतर को ही वास्तविक बनाया जाएगा।

क5: एआरआर के निर्धारण के लिए सिद्धान्त

- 5.1 ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी, अपने व्यापार को ट्रांसमिशन व्यापार और एसएलडीसी गतिविधि में बांटता है। ट्रांसमिशन व्यापार राजस्व आवश्यकता का उपयोग अभेदात्मक ट्रांसमिशन शुल्क के निर्धारण के लिए किया जाएगा।
- 5.2 उस समय तक, जब तक कि ट्रांसमिशन व्यापार और एसएलडीसी गतिविधि के बीच खातों का पूरा अलगाव होता है, प्रत्येक व्यापार के लिए एआरआर एक आवंटन वक्तव्य द्वारा समर्थित होगा जिसमें सभी लागत, राजस्व, संपत्ति, देनदारियां, भंडार और ट्रांसमिशन व्यापार एसएलडीसी गतिविधि तथा अन्य ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के कोई अन्य व्यापार के बीच प्रावधान शामिल हैं।

परिचालन मानदंड

- 5.3 आयोग व्यापार योजनाओं के निवेदन के आधार पर बहुवर्षीय टैरिफ आदेश में ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के लिए परिचालन के उपयुक्त मानदंड निर्दिष्ट करेगा। विचार किया जाने वाला पैरामीटर, अन्य के साथ शामिल करेगा:
- (क) निर्देशात्मक वार्षिक ट्रांसमिशन प्रणाली उपलब्धता कारक (एनएलटीएफ) : नियंत्रण अवधि के दौरान संपूर्ण वार्षिक ट्रांसमिशन शुल्क की वसूली के लिए लक्ष्य उपलब्धता :
- एसी प्रणाली : 98.0%
- (ख) लक्ष्य उपलब्धता के नीचे संपूर्ण वार्षिक ट्रांसमिशन शुल्क की वसूली एक यथानुपात आधार पर की जाएगी।

ट्रांसमिशन व्यापार के लिए एआरआर

- 5.4 ट्रांसमिशन नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए ट्रांसमिशन व्यापार के लिए सकल राजस्व आवश्यकता में निम्नांकित वस्तु शामिल होंगी:
- (क) प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय;
- (ख) नियोजित पूँजी पर रिटर्न ;
- (ग) मूल्यहास
- (घ) आयकर
- (ङ) कम : गैर-टैरिफ आय ; और
- (च) कम : अन्य व्यापार से आय

प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय

- 5.5 मानकी प्रचालन एवं अनुरक्षण (ओ एवं एम) व्यय में निम्नलिखित शामिल होंगे:
- (क) वेतन, भजदूरी, पेशन अंशदान तथा अन्य कर्मचारी लागतें,
- (ख) प्रशासनिक तथा सामान्य लागतें जो ऋण की स्थापना से संबंधित व्यय भी शामिल करेगा;
- (ग) मरमत और अनुरक्षण;
- (घ) वातानुकूलन, प्रकाश व्यवस्था, तकनीकी उपभोग आदि के उद्देश्य के लिए सब-रठेशन में अतिरिक्त ऊर्जा उपभोग से संबंधित खर्च; और
- (ङ) अन्य विधिव्यय, सांविधिक लेवी और कर (कॉरपोरेट आय कर को छोड़कर)

- 5.6 लाइसेंसधारी, बहु वर्षीय टैरिफ फाइलिंग प्रक्रिया में निर्धारित स्वरूप में नियंत्रण अवधि के लिए ओ एवं एम व्यय जमा करेगा। आधार वर्ष के लिए ओ एवं एम व्यय, नवीनतम उपलब्ध खाते, लाइसेंसधारी द्वारा फाइल की गई व्यापार योजना, आधार वर्ष के लिए वास्तविक आंकड़ों के लिए अनुमान, विवेक जांच और कोई अन्य कारक जो आयोग द्वारा उचित समझा जाता है को विचार में लेते हुए आयोग द्वारा अनुमोदित होगा।

- 5.7 नियंत्रण अवधि के हर वर्ष के लिए एआरआर हेतु अनुमोदित ओ एवं एम व्यय का निर्धारण नीचे विवरणकृत सूत्र के अनुसार किया जाएगा:

$$(क) O\&Mn = (R\&Mn + EMPn + A\&Gn) * (1 - Xn)$$

जहां,

$$(i) R\&Mn = K * GFAn-1;$$

$$(ii) EMPn + A\&Gn = (EMPn-1 + A\&Gn-1) * (INDX); \text{ and}$$

$$(iii) INDX = 0.55 * CPI + 0.45 * WPI$$

$$(iv) ईएमपी_{n-1} EMPn - nवें वर्ष के लिए लाइसेंसधारी की कर्मचारी लागत ;$$

$$(v) एएकजी_{n-1} A\&Gn - nवें वर्ष के लिए लाइसेंसधारी की प्रशासनिक और सामान्य लागत;$$

$$(vi) आरएवएम_{n-1} R\&Mn - nवें वर्ष के लिए लाइसेंसधारी की मरमत और रख-रखाव का लागत;$$

$$(vii) X_n nवें वर्ष हेतु एक कुशलता कारक है। X_n का मान आयोग द्वारा लाइसेंस की फाइलिंग, बैंचमार्किंग, विगत में आयोग द्वारा अनुमोदित लागत और आयोग द्वारा उपयुक्त विचारित किसी अन्य कारक के आधार पर एमवाईटी टैरिफ आदेश में निर्धारित किया जाएगा।$$

जहां,

"K" एक रिश्तोंक है (प्रतिशत में व्यक्त किया जा सकता है)। नियंत्रण अवधि के हर वर्ष हेतु "K" का मान आयोग द्वारा लाइसेंस की फाइलिंग, बैंचमार्किंग, विगत में आयोग द्वारा अनुमोदित लागत और आयोग द्वारा उपयुक्त विचारित किसी अन्य कारक के आधार पर एमवाईटी टैरिफ आदेश में निर्धारित किया जाएगा।

INDX – सूचकांक हेतु प्रयुक्त स्फीति घटक। INDX का मान आधार वर्ष के तत्काल पूर्ववर्ती पांच वर्षों हेतु उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सीपीआई) तथा थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) का संयोजन होगा।

नियोजित पूँजी पर रिटर्न

- 5.8 नियोजित पूँजी पर रिटर्न (आरओसीई), ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी को रिटर्न प्रदान करने के लिए उपयोग होगा और कार्यशील पूँजी पर ब्याज और ऋण पर ब्याज के लिए अलग भाता प्रदान किए बिना सभी वित्तपोषण लागत तथा कर को कवर करेगा।
- 5.9 विनियमित दर आधार (आरआरबी) का उपयोग कुल नियोजित पूँजी की गणना में होगा जिसमें संपत्ति की मूल लागत और कार्यशील पूँजी शामिल होगी, एकत्रित विमूल्यन घटा कर। प्रगति में पूँजी कार्य (सीडब्ल्यूपीआईपी), आरआरबी के भाग का रूप नहीं होगा। आरआरबी की गणना में पूँजी सब्सिडी/अनुदान को घटा दिया जाएगा।
- 5.10 आरआरबी का निर्धारण, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए नियंत्रण अवधि के शुरुआत में अनुरूप पूँजीकरण अनुसूची तथा निर्देशात्मक कार्यशील पूँजी के साथ अनुमोदित पूँजी निवेश के आधार पर होगा।
- 5.11 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए विनियमित दर आधार की गणना निम्नलिखित तरीके से की जाएगी:

$$RRBi = RRB i-1 + \Delta ABi / 2 + \Delta WCI;$$

जहां,

i नियंत्रण अवधि का पहला वर्ष है, i = 1, 2, 3, 4 पहले नियंत्रण अवधि के लिए :

RRBi: नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए विनियमित दर आधार;

ΔABi : नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए विनियमित दर आधार में बदलाव। यह घटक वर्ष की शुरुआत और अंत में मूल्य का औसत होगा क्योंकि संपत्ति सृजन पूरे वर्ष फैला होता है और निम्नलिखित तरीके से किया जाता है:

$$\Delta ABi = Inv_i - Di - CC_i;$$

जहां,

Inv_i: नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के दौरान निवेश के लिए पूँजीकृत होने का अनुमान और अनुमोदित;

Di: नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए अलग रखी गई राशि या अचल संपत्ति के मूल्यहास के खाते में लिखा गया;

CC_i: AAB_i से संबंधित उपभोक्ता योगदान, पूँजी सब्सिडी / अनुदान और सेवा रेखाओं के निर्माण या अचल संपत्ति के सृजन के लिए नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के दौरान प्राप्त पूँजी सब्सिडी / अनुदान;

RRB i-1: नियंत्रण अवधि के वर्ष से पहले पहले वर्ष के लिए विनियमित दर आधार। नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए, RRB i-1 आधार वर्ष के लिए विनियमित दर आधार होगा RRBO ;

$$RRBO = OCFAO - ADO - CCO;$$

जहां,

OCFAO: आधार वर्ष के अंत में अचल संपत्ति की मूल लागत जो उपयोग के लिए उपलब्ध है और लाइसेंस प्राप्त व्यापार के उद्देश्य से आवश्यक है;

ADO: आधार वर्ष के अंत में विनियमित व्यापार से संबंधित अचल संपत्ति के मूल्यहास के खाते में लिखी गई या अलग रखी गई राशि;

CCO: OCFAO से संबंधित कुल योगदान जो उपभोक्ता, पूँजी सब्सिडी / अनुदान द्वारा ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा ट्रांसमिशन प्रणाली के निर्माण की लागत में किया गया और जिसमें इस उद्देश्य से प्राप्त पूँजी सब्सिडी / अनुदान शामिल है;

ΔWCI : (i-1)वें वर्ष से, नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष में निर्देशात्मक कार्यशील पूँजी आवश्यकता में बदलाव। नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष में (i=1), ΔWCI को पहले वर्ष की निर्देशात्मक कार्यशील पूँजी आवश्यकता के रूप में लिया जाएगा। बिजली को चलाने के लिए कार्यशील पूँजी बनी होगी।

(i) NATAF पर गणना की गई ट्रांसमिशन टैरिफ पर दो महीने के लिए प्राप्त राशियां;

(ii) परिचालन और रख-रखाव व्यय की 15% दर पर रख-रखाव पूँजी, और

(iii) एक महीने के लिए परिचालन और रख-रखाव व्यय।

5.12 वर्ष के लिए नियोजित पूँजी पर रिटर्न (आरओसीई) 'i' की गणना निम्नलिखित तरीके से की जाएगी:

$$RoCE = WACCI * RRBi$$

जहां,

नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूँजी की भारित औसत लागत WACCI है;

RRBi - विनियमित दर आधार, पूँजी निवेश योजना और कार्यशील पूँजी पर आधारित नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए संपत्ति आधार है।

5.13 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए WACC की गणना नियंत्रण अवधि की शुरुआत में निम्नलिखित तरीके से की जाएगी:

$$WACC = \left[\frac{D \cdot E}{1 + D \cdot E} \right]^{1/2} - \left[\frac{1}{1 - D \cdot E} \right]^{1/2}$$

जहां,

D/E, ऋण की इकिवटी के साथ अनुपात है और टैरिफ के निर्धारण के उद्देश्य के लिए, संपत्ति पूँजीकरण के लिए ऋण-इकिवटी अनुपात 70:30 होगा। जहां कार्यरत इकिवटी 30% की अधिकता में है, टैरिफ के उद्देश्य से इकिवटी की राशि, 30% तक सीमित होगी और ऐष राशि को काल्पनिक ऋण माना जाएगा। काल्पनिक ऋण की तरह देखे जा रहे 30% की अधिकता में इकिवटी की राशि पर ब्याज दर, संबंधित वर्षों के लिए लाइसेंसधारी के ऋण का भारित औसत दर होगी और वह आगे विनियमन में इकिवटी पर निर्धारित वारसी दर तक सीमित होगी। जहां वारतविक कार्यरत इकिवटी 30% से कम है, वारतविक इकिवटी और ऋण पर विचार किया जाएगा:

बास्तव कि कार्यरत पूँजी को 100% ऋण माना जाए जो WACC की गणना के लिए वित्तपोषित है;

बशर्ते यह भी कि 1 जुलाई, 2002 दिनांकित स्थानांतरण योजना के अंतर्गत कवर की गई संपत्ति के लिए ऋण और इकिवटी के अनुपात को स्थानांतरण योजना में ऋण और इकिवटी के अनुसार माना जाएगा;

बशर्ते यह भी कि 1.04.2012 तक संपत्ति पूँजीकरण के लिए ऋण और इकिवटी अनुपात (स्थानांतरण योजना के अंतर्गत कवर की गई संपत्ति के अलावा) को पूँजीकरण के समय आयोग द्वारा अनुमोदित ऋण और इकिवटी के अनुसार माना जाएगा।

rd. ऋण की लागत है और इसका निर्धारण नियंत्रण अवधि की शुरुआत में, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के प्रस्ताव, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा अनुबंधित ऋण की वर्तमान लागत, क्रेडिट रेटिंग, बैंचमार्किंग और अन्य संदर्भित कारकों (जोखिम मुक्त रिटर्न, जोखिम प्रीमियम, प्राइम लेडिंग आदि) पर विचार करने के बाद किया जाएगा।

re. इकिवटी पर रिटर्न है और ट्रांसमिशन व्यापार के लिए 14% कर उपरांत पर विचार किया जाएगा।

5.14 टैरिफ अवधि 2012–15 के वर्षों के लिए ऋण अदायगी को उस वर्ष के लिए मूल्यव्याप्ति की अनुमति के बराबर माना जाएगा।

5.15 ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा लाभ उठाए जा रहे किसी अधिस्थगन के होते हुए भी, ऋण की अदायगी परियोजना के वाणिज्यिक परिवालन के पहले वर्ष को ही माना जाएगा और वार्षिक मूल्यव्याप्ति की अनुमति के बराबर माना जाएगा।

मूल्यव्याप्ति

5.16 मूल्यव्याप्ति की गणना नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए संबंधित वर्ष के विनियमित दर आधार की गणना के लिए विचार किए गए अचल संपत्ति के मूल लागत की राशि पर की जाएगी।

बशर्ते यह भी कि किसी भी पूँजी संबिंदी/अनुदान द्वारा अनुदानित पूँजी पर मूल्यव्याप्ति की अनुमति नहीं होगी। ऐसी संपत्तियों के विस्थापन के लिए प्रावधान पूँजी निवेश योजना में किया जाएगा;

बशर्ते यह भी कि लाइसेंसधारी, सेवानिवृत्त और निपटारा की गई संपत्तियों का वर्ष—वार ब्यौरा जमा करेगा, जो अचल संपत्ति के मूल लागत से हटा दिया जाएगा;

बशर्ते यह भी कि संपत्तियों सामान्यतः उपयोगी जीवन पूरा होने के पहले सेवानिवृत्त नहीं होगी और लाइसेंसधारी किसी भी संपत्ति के उसके उपयोगी जीवन के पहले सेवानिवृत्त होने की स्थिति में आयोग की पूर्व अनुमति लेगा;

बशर्ते यह भी कि लाइसेंसधारी, अपने उपयोगी जीवन को पूरा कर चुकी संपत्तियों का वर्ष—वार ब्यौरा जमा करेगी।

5.17 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए मूल्यव्याप्ति इन विनियमों के परिशिष्ट—I में विनिर्दिष्ट दरों एवं अन्य निबंधनों सहित इन विनियमों में विनिर्दिष्ट क्रियाविधि के आधार पर किया जाएगा।

5.18 संपत्तियों का अवशेष मूल्य 10% माना जाएगा और मूल्यव्याप्ति की अनुमति संपत्ति के मूल लागत के अधिकतम 90% तक होगी। भूमि एक मूल्यव्याप्ति योग्य संपत्ति नहीं है और संपत्ति के मूल लागत के 90% की गणना के दौरान इसकी लागत को बाहर रखा जाएगा। बशर्ते यह भी कि यदि लाइसेंसधारी, किसी भी सेवानिवृत्त संपत्ति के निपटारे पर अवशेष मूल्य से कम प्राप्त कर रहा है, तो यह ऐसी संपत्तियों के निपटारे के पहले आयोग का पूर्व अनुमोदन लेगा।

5.19 मूल्यव्याप्ति की गणना वार्षिक आधार पर, सरल रखा विधि के आधार पर, संपत्ति के उपयोगी जीवन पर की जाएगी। संपत्ति की मूल लागत मूल्यव्याप्ति के प्रयोजनार्थ हेतु आधार मूल्य होगी।

परंतु शर्त यह है कि, वाणिज्यिक प्रचालन की विधि से 12 वर्ष की अवधि के बाद समाप्त होने वाले वर्ष की 31 मार्च को शेष मूल्यव्याप्ति के शेष उपयोगी जीवन में विभाजित किया जाएगा।

5.20 विद्यमान पारंयोजनाओं के मामले में, 1.4.2012 को शेष मूल्यव्याप्ति योग्य मूल्य की गणना, संपत्ति के सकल मूल्यव्याप्ति योग्य मूल्य से 31.3.2012 तक आयोग द्वारा स्वीकार किए गए मूल्यव्याप्ति के समक्ष अग्रिम सहित संचयी मूल्यव्याप्ति घटाकर की जाएगी। मूल्यव्याप्ति की दर संचयी मूल्यव्याप्ति 70 प्रतिशत तक पहुंचने तक इन विनियमों के परिशिष्ट—I में विनिर्दिष्ट दर पर प्रभारित की जानी जारी रहेगी। तदुपरांत शेष मूल्यव्याप्ति योग्य मूल्य संपत्ति के शेष उपयोगी जीवन में इस प्रकार विभाजित किया जाएगा कि अधिकतम मूल्यव्याप्ति 90 प्रतिशत को पार नहीं करता है।

5.21 मूल्यव्याप्ति पूँजी के प्रचालन के प्रथम वर्ष से प्रभार्य होगा। संपत्ति का वाणिज्यिक प्रचालन वर्ष के एक भाग के लिए होने की स्थिति में, मूल्यव्याप्ति यथानुभाव आधार पर प्रभारित किया जाएगा।

आय पर कर

5.22 ट्रांसमिशन लाइसेंस के आय प्रवाहों पर लाभार्थियों से कर वसूल किया जाएगा। आय पर कर, यदि कोई, देय होगा नियोजित पूँजी के इकिवटी घटक पर प्रतिफल पर कर तक सीमित होगा। उच्चतर उपलब्धता, निम्नतर और एवं एम व्यय इत्यादि जैसे सुधारे निष्पादन के आधार पर प्रोत्साहन राशि पर कोई अतिरिक्त कर देयता नहीं होगी तथा अन्य आय नहीं भानी जाएगी।

परंतु शर्त यह है कि प्रारथगित कर देयता, अनुषंगी लाभ कर को छोड़कर, 31 मार्च, 2012 तक की अवधि के लिए, जब भी अस्तित्व में आती है, सीधे लाभार्थियों और दीर्घावधि ग्राहकों से वसूल की जाएगी।

5.23 आय कर के वास्तविक आकलन में कर अवकाश के लाभों का ध्यान रखा जाना चाहिए, तथा आय कर अधिनियम 1961 के प्रावधानों के अनुसार लागू अंग्रेजी हानियों हेतु क्रेडिट उपभोक्ताओं को हस्तातिरित किया जाएगा।

गैर-टैरिफ आय

5.24 सभी आय जो इलेक्ट्रिसिटी व्यापार के प्रासंगिक जा रहे हैं और लाइसेंसधारी द्वारा छोते से व्युत्पन्न हैं, जिसमें संपत्तियों का निपटारा, किराया, विलंब भुगतान सरचार्ज और लाभार्थी से विविध प्राप्तियों से व्युत्पन्न लाभ शामिल हैं पर वही तक सीमित नहीं है, वे लाइसेंसधारी के गैर-टैरिफ आय को गठित करेंगी।

5.25 ऐसे लाइसेंसधारी की शुद्ध राजस्व आवश्यकता की गणना में गैर-टैरिफ आय के खाते में लाइसेंसधारी द्वारा प्राप्त राशि को सकल राजस्व आवश्यकता से घटा लिया जाएगा।

ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी की अन्य आय

5.26 जहां ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी कोई अन्य व्यापार में लगा है, ऐसे व्यापार से आय की गणना “ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी की अन्य व्यापार” के अनुसार की जाएगी और ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के राजस्व आवश्यकता की गणना में सकल राजस्व आवश्यकता से घटा लिया जाएगा,

बशर्ते कि ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी ट्रांसमिशन व्यापार और अन्य व्यापार के बीच राशी संयुक्त और आम लागत के आवंटन के लिए एक तर्कसंगत आधार के अन्तरारण करेगा और निवेशक मड़ल द्वारा अनुमोदित आवटन व्यवस्था को लैंटरिफ नियंत्रण के लिए उसके अवैदन के सथ आयोग को जमा करेगा।

बशर्ते यह भी कि जहां ऐसे अन्य व्यापार के प्रत्यक्ष और अप्रत्यक्ष लागत का कुल योग, ऐसे अन्य व्यापार से राजस्व से ज्यादा हो जाएगा या किसी अन्य कारण से किसी भी राशि को ऐसे अन्य व्यापार के खाते पर ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी को सकल राजस्व आवश्यकता में जोड़ने की अनुमति दी जाएगी।

विलम्बित भुगतान उपप्रभार

5.27 इन विनियमों के अधीन देय प्रभारों हेतु लाभार्थी द्वारा किसी विलंब के भुगतान में विलम्बित भुगतान उपप्रभार वसूल किया जाएगा।

छूट

- 5.28 ट्रांसमिशन लाइसेंस के बिलों का भुगतान लेटर आफ क्रोडिट के माध्यम से प्रस्तुत किए जाने पर 2 प्रतिशत की छूट दी जाएगी। ट्रांसमिशन लाइसेंस द्वारा बिल प्रस्तुत किए जाने के बाद एक माह की अवधि के भीतर किसी अन्य विधि से भुगतान किए जाने की स्थिति में 1 प्रतिशत की छूट दी जाएगी।

आपूर्ति की गुणवत्ता

- 5.29 आयोग नियंत्रण अवधि के दौरान निम्नलिखित आपूर्ति पैरामीटर की गुणवत्ता को निगरानी करेगा:
- (क) ट्रांसमिशन प्रणाली उपलब्धता
 - (ख) विविध क्षमताओं के ट्रांसफॉर्मर में विफलता, जो विफल ट्रांसफॉर्मर की संख्या को निर्दिष्ट समय अवधि में ट्रांसमिशन प्रणाली के अंदर उस निर्दिष्ट क्षमता में ट्रांसफॉर्मर की कुल संख्या के प्रतिशत के रूप में प्रस्तुत करता है।

- 5.30 ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी, अपनी व्यापार योजना फाइलिंग में गुणवत्ता लक्षणों की उपलब्धी के लिए प्रक्षेप पथ जमा और प्रस्तावित करेगा। आयोग, प्रत्येक पैरामीटर के लिए लक्ष्य निर्दिष्ट करेगा। ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी, प्रत्येक पैरामीटर पर आयोग द्वारा निर्दिष्ट प्रकार और तरीके में अपना प्रदर्शन जमा करेगा।

सुरक्षा मानदंड

- 5.31 ट्रांसमिशन लाइसेंस एक सुरक्षा मैनुअल तैयार करेगी तथा अधिनियम की धारा 53 के प्रावधानों की तीक पर निर्माण प्रयालन इत्यादि के दौरान न्यूनतम सुरक्षा मानदंडों के अनुरक्षण हेतु प्रक्रिया का अनुसरण करेगी।

क6: टैरिफ के निर्धारण हेतु सिद्धांत

- 6.1 लाइसेंसधारी, ट्रांसमिशन टैरिफ के लिए आवेदन दायर करने के दौरान निम्नलिखित सिद्धांतों को ध्यान में रखेगा।

ट्रांसमिशन और एसएलडीसी कार्यों का अलगाव

- 6.2 ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी अपने व्यवसाय को ट्रांसमिशन और एसएलडीसी कार्यों में विभाजित करेगा और अपने खातों को इन दो व्यवसायों के बीच अलग करेगा। खातों का अलगाव पूरा होने तक ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी एक आवंटन वक्तव्य जमा करेगा जिसमें उस व्यापार के लागत और राजस्व का विभाजन होगा। निदेशक मॉडल द्वारा अनुमोदित आवंटन वक्तव्य के साथ, विभाजन के लिए पद्धति की एक व्याख्या होगी जो कि नियंत्रण अवधि में लगातार होनी चाहिए।

ट्रांसमिशन टैरिफ

- 6.3 ट्रांसमिशन प्रणाली के लाभार्थीयों द्वारा देय ट्रांसमिशन टैरिफ को नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित राकल राजस्व आवश्यकता की पुनः प्राप्ति के लिए डिजाइन किया जाएगा।
- 6.4 ट्रांसमिशन टैरिफ के अतिरिक्त, प्रतिक्रियात्मक उर्जा के लिए शुल्क, जैसा एमवाईटी आदेश में आयोग द्वारा निर्दिष्ट किया जा सकता है वह भी प्रणाली के सभी लाभार्थीयों द्वारा देय होगा।

एसएलडीसी शुल्क

- 6.5 एसएलडीसी शुल्क, आयोग द्वारा निर्धारित किए गए विविध उपयोगिताओं द्वारा देय होगा।

वार्षिक ट्रांसमिशन सेवा शुल्क

- 6.6 ट्रांसमिशन प्रणाली के तय लागत की गणना वार्षिक आधार पर होगी, इन विनियमों में शामिल मानकों के अनुरूप, उपयोगकर्ता से उचित रूप में एकत्रित और ट्रांसमिशन शुल्क के आधार पर मासिक रूप में पुनः प्राप्त किया जाएगा।
- 6.7 ट्रांसमिशन शुल्क (प्रोत्साहन सहित), ट्रांसमिशन प्रणाली के लिए एक केलेंडर माह के लिए देय या एक भाग के लिए होगा जहाँ,

ARR x (NDM / NDY) x (TAFM / NATAF)

जहाँ,

ARR = वर्ष के लिए निर्दिष्ट सकल राजस्व आवश्यकता, रूपये में;

NATAF = निर्देशात्मक वार्षिक ट्रांसमिशन उपलब्धता कारक, इन विनियमों की धारा 5.3(क) में निर्दिष्ट प्रतिशत में;

NDM = माह में दिनों की संख्या;

NDY = वर्ष में दिनों की संख्या, और

TAFM = महीने के लिए ट्रांसमिशन प्रणाली उपलब्धता कारक, प्रतिशत में, इन विनियमों के परिशिष्ट-II के अनुरूप गणना किया हुआ।

- 6.8 ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी, एक महीने के लिए टीएफएम के इसके आंकलन के आधार पर ट्रांसमिशन शुल्क के लिए बिल निकालेगा (प्रोत्साहन सहित)। यदि कोई समायोजन हो तो वह एसएलडीसी द्वारा प्रमाणित टीएफएम के आधार संदर्भ महीने के अंतिम दिन से 30 दिनों के अंदर किया जाएगा।

ट्रांसमिशन सेवा शुल्क का आवंटन

- 6.9 वार्षिक ट्रांसमिशन सेवा शुल्क (एटीएससी), ट्रांसमिशन प्रणाली की लंबी और मध्यम अवधि के ग्राहकों के बीच आवंटन ट्रांसमिशन क्षमता या अनुबंधित क्षमता, जैसा भी मामला हो, के आधार पर मासिक दर पर साझा किया जाएगा।

- 6.10 किसी संयंत्र क्षमता के लिए अनुरूप ट्रांसमिशन शुल्क, जिसके लिए एक लाभार्थी की पहचान और अनुबंध नहीं किया गया है, संवंधित उत्पादक कंपनी द्वारा भुगतान किया जाएगा।

- 6.11 राज्य के अंदर ट्रांसमिशन प्रणाली की लंबी, मध्यम या लघु अवधि का लाभ उठाने के संदर्भ में कोई अतिरिक्त शुल्क नहीं होगा। बशर्ते कि, लंबी अवधि और मध्यम अवधि के लिए लेन-देन का रु./किवा./माह के रूप में नामित किया जाएगा तो आयोग द्वारा अनुबंध कोई उपयुक्त संज्ञा दी जाएगी।

- 6.12 शक्ति विनियम के माध्यम से लघु अवधि की द्विपक्षीय लेन-देन और लघु अवधि संयुक्त लेन-देन के लिए ट्रांसमिशन टैरिफ को रु./किवा./घ. के रूप में नामित किया जाएगा।

- 6.13 लघु अवधि औपन एकसेस ग्राहक से संग्रहित शुल्क का 25% ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा रखा जाता है और शेष 75% को गैर-टैरिफ आय के रूप में माना जाएगा और लंबी अवधि और मध्यम अवधि उपयोगकर्ताओं द्वारा देय ट्रांसमिशन सेवा शुल्क में कटौती के विरुद्ध समायोजित होगी।

- 6.14 इन विनियमों में किसी बात के होते हुए भी, आयोग, अध्ययन और उचित विनियमक प्रक्रिया संचालित करने के बाद, संशोधित साझेदारी और ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के वार्षिक ट्रांसमिशन सेवा शुल्क की पुनः प्राप्ति को अधिसूचित कर सकता है।

ट्रैইंग अप मेकैनिज्म

- 6.15 ट्रैइंग अप, प्रत्येक वर्ष के लिए वास्तविक ऑडिटेड सूचना और आयोग द्वारा विवेक पूर्ण जाच के आधार पर 4.16 विनियम के अनुसार किया जाएगा; बशर्ते कि, यदि ऐसी विविधता बड़ी है और अकेले एक वर्ष में उबर पाना संभव नहीं है तो आयोग, राष्ट्रीय टैरिफ नीति की खंड 8.2.2 में प्रदत्त दिशानिर्देशों के अनुसार एक विनायक संपत्ति सृजित करने का विचार कर सकता है।

आगे प्रावधान है कि सामान्य शर्तों के अनुरूप कार्य के अंतर्गत, आयोग को टैरिफ उपयुक्तता सुनिश्चित करनी होगी, जिसमें पारगमन वित्तपोषण व्यवस्था या पूँजी पुनर्संरचना प्रदान करने के बाद नियंत्रण अवधि के संदर्भित वर्ष के बाद के वर्ष में शामिल करने के बजाय आगे की नियंत्रण अवधि की एआरआर में गैर-शामिल अंतर/वास्तविक लागत के आरंभिक हिसाब को शामिल किया जा सकता है।

क7: बहु-वर्षीय टैरिफ प्रस्तुत करने की प्रक्रिया

7.1 बहु-वर्षीय टैरिफ प्रस्तुतीकरण ऐसे रूप और ऐसी विधि में होगा जैसाकि आयोग द्वारा तथा व्यवसाय विनियमों का संचालन के प्रावधानों के अनुसार निर्णय किया जाता है।

7.2 द्रांसमिशन लाइसेंस द्वारा बहु-वर्षीय टैरिफ आयोग के समक्ष इलेक्ट्रॉनिक रूप में प्रस्तुत किया जाएगा।

नियंत्रण अवधि के लिए बहु-वर्षीय फाइलिंग

व्यवसाय योजना प्रस्तुतीकरण

7.3 द्रांसमिशन लाइसेंस आयोग के अनुमोदन हेतु फाइल प्रस्तुत करेगी, नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के पूर्ववर्ती वर्ष की 1 अप्रैल को अथवा आयोग द्वारा निर्देशित किसी अन्य तिथि को, सिदेशक मंडल द्वारा अनुमोदित व्यवसाय योजना। व्यवसाय योजना संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए होगी तथा उसमें अन्य के साथ निम्नलिखित होगा:

- (क) पूँजी निवेश योजना: यह व्यापार योजना में प्रस्तावित लोड में बुद्धि और गुणवत्ता सुधार के अनुरूप होनी चाहिए। नियंत्रण योजना में तदनुसार पूँजीकरण अनुसूची और वित्तीय योजना भी शामिल होनी चाहिए;
- (ख) उपयुक्त पूँजी संरचना और वित्तपोषण की लागत (ऋण पर ब्याज) और इक्विटी पर रिटर्न, वर्तमान ऋण समझौता की शर्तें, आदि;
- (ग) प्रचालन एवं अनुरक्षण (ओएवंएम) व्यय: इसमें आधार वर्ष हेतु अनुमानित लागतें, विगत नियंत्रण अवधि में उपगत वारतायिक व्यय तथा नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु ओएवंएम लागत हेतु प्रस्तावित प्रतिमानों पर आधारित प्रक्षेपित मूल्य, सूचकांकन और अन्य उपयुक्त तंत्रों समेत शामिल होगा;
- (घ) मूल्यांकन: नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए संपत्ति और पूँजीकरण अनुसूची के उचित जीवन पर आधारित;
- (ङ.) प्रदर्शन लक्ष्य: नियंत्रण योग्य वस्तुओं जैसे द्रांसमिशन प्रणाली की उपलब्धता, द्रांसमिशन लाइसेंसदारी द्वारा प्रस्तावित पूँजी निवेश योजना के अनुरूप होने;
- (ज) वस्तु-वार विवरण और व्यापार के साथ गैर-टैरिफ आय के लिए प्रस्ताव;
- (झ) अन्य व्यापार से आय के संदर्भ में प्रस्ताव;
- (छ) अन्य सूचना: इसमें द्रांसमिशन लाइसेंस द्वारा टैरिफ के निर्धारण के दौरान विचार किए जाने हेतु उपयुक्त विचारित अन्य विवरण शामिल होगा; और
- (इ) एसएलडीसी शुल्क।

टैरिफ प्रस्तुतीकरण

7.4 द्रांसमिशन लाइसेंसदारी, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए द्रांसमिशन टैरिफ के अनुमोदन के लिए एक आवेदन फाइल करेगा, जो कि नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष की शुरुआत के 120 दिन पहले से कम नहीं होना चाहिए या आयोग द्वारा निर्देशित कोई ऐसी अन्य तिथि।

7.5 द्रांसमिशन टैरिफ की फाइलिंग में निम्नलिखित शामिल होगा:

- (क) व्यापार योजना के अनुरूप नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए द्रांसमिशन प्रणाली या नेटवर्क उपयोग पूर्वानुमान;
- (ख) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए द्रांसमिशन टैरिफ डिजाइन के लिए प्रस्ताव, जिसमें घाटा और उसकी प्रक्रिया पर शुल्क लागता है;
- (ग) पर्याप्त औंचित्य द्वारा समर्थित नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए द्रांसमिशन टैरिफ दर के लिए प्रस्ताव;
- (घ) प्रतिक्रियात्मक उर्जा शुल्क के लिए प्रस्ताव; और
- (ङ.) एसएलडीसी शुल्क के लिए प्रस्ताव; और
- (ज) लाइसेंस प्राप्त व्यापार, गैर-टैरिफ आय और अन्य व्यापार से आय तथा द्रांसमिशन लाइसेंसदारी द्वारा उपयुक्त माने जाने वाले मामलों से अपेक्षित राजस्व।

7.6 द्रांसमिशन लाइसेंसदारी लाभार्थियों को बिल देना अनंतिम रूप से जारी रखेगा, आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ के साथ और इन विनियमों के अनुसार आयोग द्वारा टैरिफ के अनुमोदन होने तक 31.3.2012 को 1.4.2012 से शुरू अवधि के लिए लागू। वशर्ते कि, इन विनियमों के अंतर्गत आयोग द्वारा अनुमोदित अंतिम टैरिफ से, जहां टैरिफ अंतिम रूप से ज्यादा या कम बिल बनाता है, द्रांसमिशन लाइसेंसदारी, छह महीने के अंदर स्टेट बैंक ऑफ इंडिया के आधार दर के बाबाबर दर पर सरल ब्याज और साथ ही संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को 150 आधार बिन्दु के साथ लाभार्थियों को बायासी करेगा या उनसे वापस लेगा।

नियंत्रण अवधि के दौरान वार्षिक निष्पादन समीक्षा (एपीआर)

7.7 द्रांसमिशन लाइसेंसदारी, नियंत्रण अवधि के शुरुआत में आयोग द्वारा अनुमोदित प्रदर्शन लक्ष्य के समकक्ष अपने प्रदर्शन के मूल्यांकन के लिए वास्तविक प्रदर्शन पर वार्षिक समीक्षा के भाग के रूप में सूचना जमा करेगा। लाइसेंसदारी, अनियंत्रणीय पैरामीटर (गैर-टैरिफ आय) और नियंत्रण योग्य पैरामीटर (ओएवंएम व्यय, पूँजी निवेश, पूँजीकरण, मूल्यांकन, आरओसीई आदि) के प्रदर्शन पर सूचना जमा करेगा।

7.8 लाइसेंसदारक संशोधित एआरआर और संगत टैरिफ समायोजन वित्तीय वर्ष के प्रारंभन से 120 दिन पूर्व प्रस्तुत करेगा। संशोधित अनुमान, मूल्यांकन के आधार पर वास्तविककृत लागतों, नियोजित पूँजी पर प्रतिफल, निर्धारित प्राप्त वर्ष के अनुसार आपूर्ति लक्ष्यों की गुणवत्ता हेतु निष्पादन सरचना के कार्यान्वयन और लक्ष्यों से आगे बढ़ जाने हेतु प्रोत्साहन तंत्र के कारण अपेक्षित होंगे।

7.9 लाइसेंसदारक समीक्षा के अधीन अवधि के दौरान उपगत पूँजी व्यय और अतिरिक्त पूँजी व्यय का विस्तृत विवरण, लेखा-परीक्षकों द्वारा सम्यक् प्रमाणित, प्रस्तुत करेगी।

7.10 जहां वसूल किया गया टैरिफ वास्तविकीकरण के बाद आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन अनुमोदित टैरिफ से अधिक है तो लाइसेंसदारक इस प्रकार वसूल की गई अतिरिक्त राशि लाभार्थियों को संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर तथा 150 आधार अंकों के योग के बाबाबर दर पर साधारण ब्याज के साथ वसूल करेगी।

7.11 जहां वसूल किया गया टैरिफ वास्तविकीकरण के बाद आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन अनुमोदित टैरिफ से कम है तो लाइसेंसदारक ऐसी कम वसूल की गई राशि लाभार्थियों से संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर तथा 150 आधार अंकों के योग के बाबाबर दर पर साधारण ब्याज के साथ वसूल करेगी।

7.12 कम वसूल की गई अथवा अधिक वसूल की गई राशि लाइसेंसदारक द्वारा, संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर तथा 150 आधार अंकों के योग के बाबाबर दर पर साधारण ब्याज के साथ, आयोग द्वारा वास्तविकीकरण के बाद जारी किए गए टैरिफ आदेश की तिथि से तीन माह के भीतर प्रारंभ होने वाली छह समान किश्तों में वापस या वसूल की जाएगी।

नियंत्रण अवधि के अंत में समीक्षा

- 7.13 नियंत्रण अवधि के अंत में, आयोग समीक्षा करेगा कि क्या इन विनियमों में निर्धारित सिद्धांतों के कार्यान्वयन से उनके अभिप्रेत उद्देश्य हासिल किए जा सके हैं। ऐसा करते समय, आयोग अन्य बातों के साथ उद्योग संस्थान, सेक्टर अपेक्षाओं, उपभोक्ता और अन्य स्टेकहोल्डरों की प्रत्याशाओं तथा समय के उस बिंदु पर लाइसेंसधारक की अपेक्षाओं का ध्यान रखेगा। आयोग अधिनियम के उद्देश्यों की पूर्ति हेतु सेक्टर की अपेक्षाओं के आधार पर द्वितीय नियंत्रण अवधि के लिए सिद्धांतों को संशोधित कर सकता है।
- 7.14 द्वितीय नियंत्रण अवधि का अंत तृतीय नियंत्रण अवधि का प्रारंभ तथा लाइसेंसधारी उसी प्रक्रिया का अनुसरण करेगी जबतक कि आयोग द्वारा अन्यथा अपेक्षित नहीं है। आयोग लाइसेंसधारी के निष्पादन का विशेषण द्वितीय नियंत्रण अवधि के प्रारंभ में निर्धारित लक्ष्यों के संदर्भ में करेगा तथा वास्तविक निष्पादन, प्रत्याशित कुशलता सुधारों और अन्य प्रासंगिक कारकों के आधार पर अगली नियंत्रण अवधि के लिए प्रारम्भिक मान निर्धारित करेगा।

कैफ़ा: आवेदन का निस्तारण

- 8.1 आयोग ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा किए गए प्रस्तुतीकरणों का संसाधन इन विनियमों और व्यवसाय विनियमों का संचालन के अनुसार करेगा।
- 8.2 आयोग ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के प्रस्तुतीकरणों, जनता तथा अन्य स्टेकहोल्डरों की आपतियों/सुझावों के आधार पर आवेदन ऐसे संशोधनों तथा/अथवा ऐसी शर्तों के साथ स्वीकार कर सकता है, जो न्यायालित और उपयुक्त समझ जाएं और आवेदन की प्राप्ति के संशोधनों तथा अन्यथा ऐसी शर्तों के साथ स्वीकार करने के बाद, एक ऐसा आदेश 120 दिन के भीतर तथा जनता तथा अन्य स्टेकहोल्डरों की समस्त आपतियों/सुझावों पर विचार करने के बाद, एक ऐसा आदेश जारी कर सकता है जिसमें अन्य बातों के साथ नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए उत्पादन टैरिफ़ और नियंत्रणीय आइटमों और नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए ट्रांसमिशन व्यापार के लिए अनुमोदित कुल राजस्व आवश्यकता हेतु लक्ष्य दिये गए हैं।

कैफ़ा: आवधिक समीक्षाएं

- 9.1 बहु वर्षीय टैरिफ़ (एमवाईटी) का सुधार कार्यान्वयन सुनिश्चित करने के लिए, आयोग उत्पन्न होने वाले किन्हीं व्यावहारिक मुद्राओं वित्ताओं अथवा अप्रत्याशित परिणामों के सुरोधन हेतु, नियंत्रण अवधि के दौरान ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के निष्पादन की आवधिक समीक्षाएं कर सकता है।
- 9.2 ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा सूचना, नियंत्रण अवधि के प्रारंभ में आयोग द्वारा अनुमोदित लक्ष्यों के संदर्भ में निष्पादन के आकलन के लिए वास्तविक निष्पादन की वार्षिक समीक्षा के अंश के रूप में प्रस्तुत की जाएगी। इसमें इसके निष्पादन और लेखा के वार्षिक विवरण होंगे तथा नवीनतम उपलब्ध लेखा परीक्षित लेखा के साथ साथ निर्धारित प्रारूप में नियामक लेखा और इन विनियमों के अनुसार संगणना टैरिफ़ शामिल होगा।
- 9.3 वार्षिक प्रदर्शन समीक्षा के दौरान, आयोग, अनुमोदित पूँजी व्यय के सामने लाइसेंसधारी द्वारा किए गए वास्तविक पूँजी व्यय की प्रगति वार्षिक प्रदर्शन समीक्षा के विरागी करेगा; ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी, वार्षिक प्रदर्शन समीक्षा फाइलिंग के साथ किए गए वास्तविक पूँजी व्यय को जमा करेगा।
- 9.4 आयोग, शेष नियंत्रण अवधि के लिए, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के पूर्वानुमान में कोई संशोधन भी, उनके सविस्तार कारण देते हुए, निर्देशित कर सकता है।

कैफ़ा: विविध**स्वच्छ विकास तंत्र (सीडीएम) लाभों की हिस्सेदारी**

- 10.1 अनुमोदित सीडीएम परियोजना से कार्बन क्रोडिट की प्राप्तियों में हिस्सेदारी निम्नलिखित विधि में होगी, नामत:-
 (क) सीडीएम को सकल प्राप्तियों का 100 प्रतिशत अंश ट्रांसमिशन प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन के तिथि के बाद पहले वर्ष (12 माह) में परियोजना विकासकर्ता द्वारा प्रतिधारित की जाएगी,
 (ख) दूसरे वर्ष में, लाभार्थीयों का हिस्सा 10 प्रतिशत पहुंचने तक प्रति वर्ष 10 प्रतिशत की वृद्धि को जाएगी, जिसके पश्चात प्राप्तियां ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी और उपयोक्ताओं द्वारा बराबर अनुपात में बांटी जाएंगी।

विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न

- 10.2 ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी विदेशी मुद्रा ऋण पर व्याज और ट्रांसमिशन प्रणाली के लिए अंजित विदेशी ऋण बुकाने के संबंध में विदेशी मुद्रा प्रभावन पर ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के विवेकानुसार अंश अथवा पूर्ण रूप में व्यवरथा कर सकती है।
- 10.3 ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न संबंधी व्यवरथा को लोंगत की वस्तुली मानकी विदेशी ऋण के सुसंगत, संबंधित वर्ष में व्यापार्षुद्ध आधार पर इसके उत्पन्न होने की अवधि में व्यय के रूप में करेगी तथा व्यवरथाकृत विदेशी ऋण के समक्ष ऐसे विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न के संगत अतिरिक्त रूपया दायित्व की अनुमति नहीं दी जाएगी।
- 10.4 ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी विदेशी मुद्रा प्रभावन की व्यवरथा जिस रीमा तक करने हेतु सक्षम नहीं है, संबद्ध वर्ष में मानकी विदेशी मुद्रा ऋण के संगत ऋण बुकोती और व्याज भुगतान हेतु अंतरिक्त रूपया दायित्व की अनुमति दी जाएगी परंतु शर्त यह है कि यह ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी अथवा इसके आपूर्तीदाताओं अथवा तेकेदारों को प्रदान नहीं की जाती है।
- 10.5 ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी व्यवरथा और विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न को लागत वर्षानुरूप आधार पर इसके उत्पन्न होने की अवधि में आय अथवा व्यय के रूप में वस्तुल करेगी।

विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न की व्यवस्था लागत की वस्तुली

- 10.6 विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न की व्यवरथा लागत की वस्तुली सौधी ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा उपयोक्ताओं से आयोग के रामक्ष कोई अन्दरन प्रस्तुत किए बिना को जाएगी:
 परंतु शर्त यह है कि विदेशी मुद्रा दर वैभिन्न अथवा व्यवरथा लागत के आधार पर दाया की गई राशि के संबंध में उपयोक्ताओं द्वारा कोई आपत्ति किए जाने की विरोधी में ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी आयोग के समक्ष इसके निर्णय के लिए उपयुक्त आवेदन प्रत्यक्षत कर सकती है।

आदेश और अभ्यास निर्देश जारी करना

- 10.7 अधिनियम और इन विनियमों के प्रावधान के अधीन, आयोग समय समय पर, इन विनियमों के कार्यान्वयन तथा उन विभिन्न विधयों जिनके लिए आयोग को निर्देश देने हेतु इन विनियमों द्वारा शपितप्रदान की गई है, तथा उसके संबंधित अथवा आकस्मिक मुद्राओं पर अपनाई जाने हेतु प्रक्रिया के संबंध में आदेश और अभ्यास निर्देश जारी कर सकता है।
- 10.8 इन विनियमों में कुछ भी ऐसे होने के बावजूद, आयोग को, यद्यतः प्रेरित ढंग से अथवा किसी इच्छुक अथवा प्रभागित पक्ष द्वारा याचिका प्रत्यक्षत किए जाने पर, किसी लाइसेंसधारी के टैरिफ़ निर्धारण का अधिकार होगा।

कठिनाइयों दूर करने हेतु शक्तियां

- 10.9 यदि इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को लागू करने में कोई कठिनाइ उपन्न होती है, आयोग एक साधारण अथवा विशेष आदेश द्वारा, जो इन विनियमों के प्रावधानों के असंगत नहीं है, कर सकता है अथवा करने का दायित्व ले सकता है अथवा लाइसेंसधारी का कठिनाइयों को दूर करने के प्रयोजनार्थ आवश्यक अथवा समर्यादित प्रतीत होते हैं।

शिथिलीकरण की शक्ति

10.10 आयोग लोक हित में और लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों के साथ, इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को शिथिल कर सकता है।

व्याख्या

10.11 यदि इन विनियमों के किसी भी प्रावधान की व्याख्या के संबंध में कोई प्रश्न उत्पन्न होता है, आयोग का निर्णय अंतिम मान्य होगा।

आयोग की अंतर्निष्ठ शक्तियों का बचाव

10.12 इन विनियमों में अंतर्निष्ठ कुछ भी, एक ऐसी प्रक्रिया अपनाने की आयोग की शक्तियों को सीमित अथवा अन्धकार प्रभावित नहीं करेगा, जो इन विनियमों के किसी भी प्रावधान से वैभिन्नतापूर्ण है, यदि आयोग, मामले की विशेष परिस्थितियों अथवा मामले की श्रेणी के दृष्टिगत और लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट प्रक्रिया से अलग हटना आवश्यक अथवा समर्थोद्धित समझता है।

जांच और अन्वेषण

10.13 इन विनियमों के अधीन सभी जांच, अन्वेषण और न्यायनिर्णय आयोग द्वारा व्यवसाय विनियमों का संचालन के प्रावधानों के अनुसरण में कार्यवाही के माध्यम से किए जाएंगे।

संशोधन हेतु शक्ति

10.14 आयोग, लिखित रूप में कारण दर्ज करते हुए, किसी भी समय संशोधन द्वारा इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में किंचित परिवर्तन, परिवर्तन अथवा सुधार कर सकता है।

जयश्री रघुमन
सचिव

नोट

आयोग ने सार्वजनिक हित में इन विनयमों का हिन्दी संस्करण प्रकाशित किया है। तथापि किसी प्रकार की त्रुटि की स्थिति में अंग्रेजी संस्करण को प्रमाणिक माना जाए।

परिशिष्ट-1 : मूल्यहास अनुसूची

क्र. स.	संपत्ति का विवरण	मूल्यहास दर (अंशोद्धार मूल्य=10%)
		एसएलएम
क	पूर्ण स्वामित्वाधीन भूमि	0.00%
	पट्टे के तहत भूमि	
ख	पट्टे के तहत भूमि	
(क)	भूमि में निवेश के लिए	3.34%
(ख)	स्थल की सफाई की लागत के लिए	3.34%
ग	नई खरीदी गई संपत्तियाँ	
क.	उत्पादन केंद्रों में पीआई तथा मशीनरी	
(i)	जल विद्युत	5.28%
(ii)	भाष-विद्युत एनएचआरबी एवं अपशिष्ट ऊष्मा पुनःप्राप्ति बॉयलर	5.28%
(iii)	डीजल विद्युत एवं गेस संयंत्र	5.28%
ख.	कूलिंग टावर्स और सर्कुलेटिंग वाटर सिस्टम्स	5.28%
ग.	हाइड्रो-इलेक्ट्रिक सिस्टम संबंधी हाइड्रोलिक कार्य, जिसमें शामिल हैं:	
(i)	डेम, रिपलवे वियर्स, नहरें, रीइनफोर्ड कंक्रीट फ्लूस व साइफन्स	5.28%
(ii)	रीइनफोर्ड कंक्रीट पाइपलाइन्स तथा सर्ज टैक्स, स्टील पाइपलाइन, रस्तों, स्टील सर्ज (टैक्स), हाइड्रोलिक कंट्रोल वाल्व्स तथा हाइड्रोलिक कार्य।	5.28%
घ.	रथायी प्रकार के भवन एवं सिविल इंजीनियरिंग निर्माण, जिनका वर्णन ऊपर नहीं किया गया है:	
(i)	फार्मालय और शोरूम	3.34%
(ii)	थर्मो-इलेक्ट्रिक जनरेटिंग प्लाट युक्त	3.34%
(iii)	हाइड्रो-इलेक्ट्रिक जनरेटिंग प्लाट युक्त	3.34%
(iv)	अरथायी निर्माण जैसे तुड़न स्ट्रक्चर	100.00%
(v)	कच्ची रोड को छांडकर अन्य रोड	3.34%
(vi)	अन्य	3.34%
ड.	द्रांसफार्मर, कियोस्क सब-रेशन इवेंपमेट एवं अन्य किक्स उपकरण (लाट फाउंडेशन सहित)	
(i)	द्रांसफार्मर (फाउंडेशन सहित) 100 किलो वोल्ट एम्पियर तथा अधिक की रेटिंग सहित	5.28%
(ii)	अन्य	5.28%
च.	स्विचगियर, केबल कनेक्शन्स सहित	5.28%

छ.	तालित वालक:	
(i)	स्टेशन टाइप	5.28%
(ii)	पोल टाइप	5.28%
(iii)	सिंक्रोनस कंडेंसर	5.28%
ज.	बैटरियां	
(i)	भूमिगत केबल ज्वाइट बाक्स तथा डिस्कनेक्टेड बाक्स सहित	5.28%
(ii)	केबल डक्ट सिस्टम	5.28%
झ.	ओवरहेड लाइंस केबल सपोर्ट सहित	
(i)	फैब्रीकेटेड स्टील पर लाइंस 66 केवी से अधिक टर्मिनल वोल्टेज पर आपरेटिंग	5.28%
(ii)	स्टील सपोर्ट पर लाइंस 13.2 केवी से अधिक किंतु 66 केवी से अधिक नहीं टर्मिनल वोल्टेज पर आपरेटिंग	5.28%
(iii)	स्टील या रीइनफोर्ड कंकीट सपोर्ट पर लाइंस	5.28%
(iv)	ट्रीटेड बुड सपोर्ट पर लाइंस	5.28%
झ.	मीटर	5.28%
ट.	सेट्प्रो प्रोपेल्ड व्हीकल	9.50%
ठ.	एयर कड़ीशनिंग स्लाउट्स:	
(i)	स्टैटिक	5.28%
(ii)	पोर्टेबल	9.50%
ड.		
(i)	कार्बोलिय फर्नीचर तथा फर्नीशिंग	6.33%
(ii)	कार्बोलिय उपस्कर	6.33%
(iii)	इंटरनेशनल वायरिंग फिटिंग्स और उपकरणों सहित	6.33%
(iv)	रेट्रॉट लाइट फिटिंग्स	5.28%
ण.	किराए पर उपकरण:	
(i)	मोटरों के अलावा	9.50%
(ii)	मोटर	6.33%
त.	संचार उपस्कर	
(i)	रेडियो तथा उच्चतर फ्रीक्वेंसी केरियर सिस्टम्स	6.33%
(ii)	टेलीफोन लाइंस तथा टेलीफोन	6.33%
थ.	आईटी उपस्कर	15.00%
द.	ऊपर शामिल नहीं की गयी कोई अन्य संपत्ति	5.28%

परिशिष्ट-II एक माह के लिए ट्रांसमिशन प्रणाली उपलब्धता कारक की गणना के लिए प्रक्रिया

- एक माह के लिए ट्रांसमिशन प्रणाली उपलब्धता कारक (टीएएफएम) की गणना, संबंधित ट्रांसमिशन लाइंसेंसधारी द्वारा की जाएगी और एनएलडीसी द्वारा सत्यापित और प्रमाणित की जाएगी और प्रत्येक एसी ट्रांसमिशन प्रणाली के लिए अलग और ट्रांसमिशन शुल्क की साझेदारी के अनुसार समूहीकृत की जाएगी।
- टीएएफएम, प्रतिशत में $(100 - 100 \times \text{एनएफएम})$ के बराबर होगा जहाँ एनएएफ ट्रांसमिशन प्रणाली / उप-प्रणाली के लिए महोने के लिए प्रति इकाई में गैर-उपलब्धता कारक है।
- एसी प्रणाली / उप-प्रणाली के लिए एनएएफएम की गणना निम्नलिखित रूप में होगी:

$$\text{NAFM} = [I=1 \sum L (\text{OH} I \times \text{Ckt. km} I \times \text{NSC} I) + t=1 \sum T (\text{OH} t \times \text{MVA} t \times 2.5) + r=1 \sum R (\text{OH} r \times \text{MVAR} r \times 4)] / \text{THM} \times [I=1 \sum L (\text{Ckt. km} I \times \text{NSC} I) + t=1 \sum T (\text{MVA} t \times 2.5) + r=1 \sum R (\text{MVAR} r \times 4)]$$

जहाँ,

I एक ट्रांसमिशन लाइन सर्किट की पहचान करता है

t एक ट्रांसफॉर्मर / आपस में जोड़ने वाले ट्रांसफॉर्मर (आईसीटी) की पहचान करता है;

r एक बस रिएक्टर, स्वीचबल लाइन रिएक्टर या स्टैटिक व्हाइआर कपनसंश्न (एसवीसी) की पहचान करता है;

L = लाइन सर्किट की कुल संख्या;
 T = ट्रांसफॉर्मर और आईसीटी की कुल संख्या;
 R = बस रिएक्टर, स्वीचेबल लाइन रिएक्टर और एसवीसीज की कुल संख्या;
 OH = खंड 5 के अनुसार महीने में कटौती के घंटे या गेर-उपलब्ध घंटे, यदि कोई है, जिसमें बिजली कटौती की अवधि जो ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के कारण नहीं है, शामिल नहीं है;
 Ckt. km = किसी में एक ट्रांसमिशन लाइन सर्किट की लंबाई;
 NSC = प्रति फेज सब-कंडक्टर की संख्या;

MVA = एक ट्रांसफॉर्मर / आईसीटी की एमवीए रेटिंग;

MVAR = एक बस-कंडक्टर, स्वीचेबल लाइन रिएक्टर या एक एसवीसी की एमवीएआर रेटिंग (जिस मामले में यह इंटरिट्व और कैपेसिटीव क्षमताओं का योग होगा);

THM = महीने में कुल घंटे;

4. निम्नलिखित कारणों से आउटेज के अंतर्गत ट्रांसमिशन तत्वों को उपलब्ध माना जाएगा:

(क) अन्य ट्रांसमिशन योजना के तत्वों के रख-रखाव या निर्माण के लिए लिया गया शट-डाउन। यदि दूसरा ट्रांसमिशन योजना ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी का है, तो एसएलडीसी मानित उपलब्धता अवधि को शामिल काम के लिए उसके द्वारा उचित समझ के अनुसार प्रतिबंधित करेगा।

(ख) एसएलडीसी के दिशा-निर्देश के अनुसार बोल्डेज को प्रतिबंधित करने और रखीच रिएक्टर के हस्तचालित ट्रिपिंग के लिए एक ट्रांसमिशन लाइन को स्वीच आफ (बंद) करना।

5. निम्नलिखित आकस्मिक आपात व्यय के लिए ट्रांसमिशन तत्वों के कटौती समय को विचारादीन अवधि के अंतर्गत तत्व के कुल समय से बाहर निकाला जाएगा।

(क) दैविय कारणों और ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के नियंत्रण से परे घटनाओं के कारण बिजली में कटौती। हालांकि, एसएलडीसी को संतुष्ट करने की जिम्मेवारी कि कटौती पूर्वोक्त घटनाओं के कारण था, न कि डिजाइन के विकल होने के कारण, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी पर होगा। तत्व के बहाली के लिए उचित समय पर विचार एसएलडीसी द्वारा किया जाएगा और उचित समय के परे तत्व की बहाली में ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा लिया गया कितना भी अतिरिक्त समय को ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के कारण कटौती का समय माना जाएगा। एसएलडीसी, उचित बहाली समय के आकलन के लिए ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या किसी विशेषज्ञ से विचार विर्मां कर सकता है। ईआरएस (आपालकालीन बहाली प्रणाली) के माध्यम से बहाल सर्किट को उपलब्ध माना जाएगा।

(ख) ग्रिड घटना/व्यवहार के कारण बिजली कटौती के लिए ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी को कारण नहीं बनाया जा सकता, उदाहरण के लिए, सब-स्टेशन में त्रुटि या अन्य एजेंसी के खड़ के कारण ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के तत्व में कटौती और ग्रिड व्यवहार के कारण लाइन का ट्रिप होना, आईसीटी आदि। हालांकि, ग्रिड घटना/व्यवहार के बाद प्रणाली को सामान्य करने के दौरान एसएलडीसी से निर्देश की प्राप्ति के बाद यदि उचित समय में तत्व की बहाली नहीं की गई को तत्व की बहाली के लिए एसएलडीसी से निर्देश जारी होने के बाद कटौती की अवधि के लिए तत्व को उपलब्ध नहीं माना जाएगा।

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग

चक्रण टैरिफ और खुदरा प्रदाय टैरिफ निर्धारण हेतु निर्बंधन एवं शर्तें विनियम

सं. एफ. 3(290) / टैरिफ / डीईआरसी / 2011-12 / सी.एफ.3180 . आयोग, दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (चक्रण टैरिफ और खुदरा प्रदाय टैरिफ निर्धारण हेतु निर्बंधन एवं शर्तें) विनियम, 2011 के प्रारूप पर विचार-विमर्श करने तथा विभिन्न अशारदकों से प्राप्त प्रतिक्रियाओं पर विचार करने के उपरांत और विद्युत अधिनियम, 2003 के अधीन प्रदत्त शक्तियों के प्रयोग में, एतद्वारा दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (चक्रण टैरिफ और खुदरा प्रदाय टैरिफ निर्धारण हेतु निर्बंधन एवं शर्तें) विनियम, 2011 अनुमोदित करता है।

क1: संक्षिप्त शीर्षक, प्रारंभन और सीमा

1.1 ये विनियम दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (चक्रण टैरिफ एवं खुदरा प्रदाय टैरिफ की पहचान के लिए नियम एवं शर्तें) विनियम, 2011 कहे जाएंगे।

1.2 ये विनियम 1 अप्रैल, 2012 से लागू होंगे तथा जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा नहीं की जाए अथवा विस्तारित नहीं की जाए, प्रारंभन की तिथि से तीन वर्ष की अवधि के लिए लागू होंगे।

1.3 ये विनियम संपूर्ण राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में लागू होंगे।

क2: परिभाषाएं और व्याख्या

2.1 इन विनियमों में, जबतक कि संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित नहीं हो—

(क) ‘अधिनियम’ का अर्थ विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36), उसके संशोधनों सहित है;

(ख) ‘सकल राजस्व की आवश्यकता’ या ‘एआरआर’ का अर्थ उस प्रत्येक वित्तीय वर्ष से है, जिसमें इन विनियमों के अनुसार लाइसेंसीकृत व्यवसाय के लिए स्वीकृत की गई संबंधित लागत को टैरिफ से पूरा किया जाता है तथा प्रभार को आयोग द्वारा निर्धारित किया जाता है।

(ग) ‘आवंटन विवरण’ का अर्थ उस प्रत्येक वित्तीय वर्ष से है, जिसमें लाइसेंसधारी के प्रत्येक व्यवसाय (चक्रण, खुदरा प्रदाय, अन्य व्यवसाय) से संबंधित विवरण उस किसी भी प्रकार के राजस्व, लागत, संपत्ति, देयता, आरक्षण या प्रावधान आदि की राशि को दर्शाते हैं, जिन्हें निम्न में से किसी द्वारा निर्धारित किया गया हो,

(i) लाइसेंसीकृत व्यवसाय सहित लाइसेंसधारी के विभिन्न व्यवसायों के मध्य विभाजन या आवंटन द्वारा और साथ ही विभाजन या आवंटन के विवरण अनुसार निर्धारित, या

(ii) उस प्रभार के विवरण तथा साथ ही ऐसे प्रत्येक अन्य व्यवसाय से या उस पर प्रभारित राशि के अनुसार निर्धारित, ‘आधार वर्ष’ का अर्थ नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष से ठीक पहले वाले वित्तीय वर्ष से है।

(ज) ‘आयोग’ का अर्थ दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग है;

(च) ‘व्यवसाय संचालन विनियम’ का अर्थ दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग बृहद (व्यवसाय संचालन) विनियम, 2001, समय-समय पर यथा संशोधित, है;

(घ) ‘नियंत्रण अवधि’ का अर्थ आयोग द्वारा 1 अप्रैल 2012 से 31 मार्च, 2015 तक नियत की गई बहु-वर्षीय अवधि है;

(ङ) ‘वित्तीय वर्ष’ का अर्थ एक कैलंडर वर्ष के 1 अप्रैल को प्रारंभ और उसके अनुवर्ती कैलंडर वर्ष के 31 मार्च को समाप्त होने वाली अवधि है;

- (अ) 'लाइसेंस' का अर्थ अधिनियम की धारा 14 के तहत प्रदान किए गए लाइसेंस से है,
 (ब) 'लाइसेंसीकृत व्यवसाय' का अर्थ उन कार्यों एवं गतिविधियों से होगा, जो लाइसेंस प्रदान करने की शर्तों के तहत लाइसेंसधारी के लिए आवश्यक होता है या जिसे अधिनियम के तहत लाइसेंसधारी समझा जाता है,
 (च) 'लाइसेंसधारी' का अर्थ ऐसे व्यक्ति से होता है जिसे लाइसेंस प्रदान किया गया हो और जिसे लाइसेंसधारी समझा जाएगा,
 (ट) 'गैर-टैरिफ आय' का अर्थ टैरिफ (चक्रण एवं खुदरा प्रदाय) के अतिरिक्त लाइसेंसीकृत व्यवसाय से संबंधित आय या किसी अन्य व्यवसाय, क्रॉस सब्सिडी सरचार्ज और अतिरिक्त सरचार्ज से प्राप्त किसी भी प्रकार की आय के अतिरिक्त आय से संबंधित होता है।
 (ड) 'अन्य व्यवसाय' से अर्थ विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 51 के तहत आने वाले वितरण लाइसेंसधारी के अन्य व्यवसाय से होता है;
 (द) 'खुदरा प्रदाय व्यवसाय' का अर्थ विद्युत के वितरण एवं खुदरा प्रदाय के लिए लाइसेंस की शर्तों के अनुसार होने वाली प्रदाय के क्षेत्र के भीतर उपभोक्ताओं के वर्ग के लिए वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा विद्युत के क्रय-विक्रय व्यवसाय से होता है;
 (ण) 'खुदरा प्रदाय टैरिफ' ऐसा टैरिफ होता है जिसे वितरण लाइसेंसधारी द्वारा स्वतंत्र पहुंच उपभोक्ता के अतिरिक्त उसके स्वयं के उपभोक्ताओं की आपूर्ति करने हेतु प्रभारित किया जाता है, जिसमें चक्रण और खुदरा प्रदाय के लिए प्रभार शामिल होता है;
 (त) 'ट्रेडिंग व्यवसाय' का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी द्वारा विद्युत की खरीद के व्यवसाय से होता है जिसमें अन्य लाइसेंसधारी या उपभोक्ता या वितरण लाइसेंसधारी की प्रदाय के क्षेत्र के बाहर के उपभोक्ताओं की श्रेणी के लिए विद्युत की पुनः विक्री की जाती है;
 (थ) 'चक्रण' का अर्थ उस कार्यवाही से है जिसके द्वारा किसी वितरण लाइसेंसधारी की वितरण प्रणाली और उससे संबंधित सुविधाओं का उपयोग किसी अन्य व्यक्ति द्वारा निर्धारित शुल्क के भगतान पर विद्युत के हस्तांतरण के लिए किया जाता है
 (द) 'चक्रण व्यवसाय' का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी के प्रदाय क्षेत्र में विद्युत के हस्तांतरण हेतु वितरण प्रणाली को व्यवस्थित और प्रबंधित करने के व्यवसाय से होता है।

2.2 इन विनियमों में प्रयुक्त शब्द और अभियक्तियां जो इसमें परिमाणित नहीं किए गए हैं, परंतु अधिनियम में परिमाणित किए गए हैं, का अर्थ वही होगा, जो अधिनियम में दिया गया है।

2.3 इन विनियमों के तहत आने वाली सभी कार्यवाहियां व्यवसाय संचालन विनियम द्वारा शासित होंगी।

क3: विनियमों का वायरा और लागू होने की सीमा

3.1 इन विनियमों में निर्धारित सिद्धांतों के अनुसार, आयोग निम्न के लिए टैरिफ का निर्धारण करेगा –

- (क) विद्युत चक्रण, अर्थात् चक्रण टैरिफ़;
 (ख) विद्युत की खुदरा विक्री, अर्थात् खुदरा प्रदाय टैरिफ़;
 वशर्त, दो या अधिक वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा समान क्षेत्र में विद्युत के वितरण के मामले में, वितरण लाइसेंसधारियों के मध्य प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देने के लिए, आयोग केवल विद्युत की खुदरा विक्री हेतु टैरिफ़ की अधिकतम अंतिम सीमा को निर्धारित करेगा।
 वशर्त, जहाँ आयोग अधिनियम की धारा 42 के तहत उपभोक्ताओं को किसी भी श्रेणी के लिए खुली पहुंच की अनुमति देता है, वहाँ आयोग चक्रण टैरिफ़, क्रॉस-सब्सिडी सरचार्ज, अतिरिक्त सरचार्ज तथा अन्य खुली पहुंच सम्बन्धी प्रभार इन विनियमों और दिल्ली विद्युत विनियमके आयोग (खुली पहुंच के निवधन एवं शर्तें) विनियम, 2005 के अनुसार निर्धारित करेगा।

3.2 इन विनियमों में निर्धारित सिद्धांतों के अनुसार, आयोग सकल राजस्व आवश्यकता (एआरआर) और निम्न के लिए टैरिफ का निर्धारण करेगा

- (क) चक्रण व्यवसाय, और
 (ख) खुदरा आपूर्ति व्यवसाय

3.3 चक्रण व्यवसाय के लिए निर्धारित किए गए एआरआर को विद्युत की चक्रण के लिए चक्रण टैरिफ को नियत करने हेतु उपयोग किया जाएगा।

3.4 खुदरा प्रदाय व्यवसाय के लिए निर्धारित किए गए एआरआर को विद्युत की खुदरा विक्री हेतु खुदरा प्रदाय टैरिफ नियत करने के लिए उपयोग किया जाएगा।

3.5 ये विनियम राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली के सभी वितरण लाइसेंसधारियों पर लागू होंगे।

क4: सामान्य दृष्टिकोण एवं मार्गदर्शक सिद्धांत

4.1 आयोग एआरआर के अनुमोदन और टैरिफ तथा प्रभार के अपेक्षित राजस्व के लिए बहु वार्षिक टैरिफ रूपरेखा को अपनाएगा।

4.2 बहु वार्षिक टैरिफ रूपरेखा निम्न पर आधारित होगी:

- (क) संपूर्ण नियन्त्रण अवधि के लिए वितरण लाइसेंसधारी की व्यवसायी योजना को नियन्त्रण अवधि के आरंभ होने से पहले ही अनुमोदन के लिए आयोग में पेश किया जाएगा;
 (ख) नियन्त्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए अपेक्षित चक्रण टैरिफ और खुदरा प्रदाय टैरिफ की आवेदक को पूर्व सूचना, आधारभूत वित्तीय और कार्यात्मक मानकों के उद्यित अनुमानों पर आधारित होती है, जैसा कि व्यवसाय योजना में पेश किया गया हो,
 (ग) विशेष प्राचलकों हेतु प्रक्षेप-पथ आयोग द्वारा अनुबद्ध किया जाएगा, जहाँ आवेदक का निष्पादन प्रोत्साहन और वि-प्रोत्साहन द्वारा संधार जाने की जरूरत होगी;
 (घ) कार्य-निष्पादन की वार्षिक समीक्षा वास्तविक तुलना के आधार पर संचालित की जाएगी, जो नियन्त्रणीय कारकों और अनियन्त्रणीय कारकों के निष्पादन में विभिन्नताओं के अनुमोदित पूर्वनिमान और वर्गीकरण पर आधारित होती है,
 (ङ) वितरण लाइसेंसधारियों के कार्य-निष्पादन की तुलना आयोग द्वारा निर्धारित किए गए एटीएवरी हानि लक्ष्यों से की जाती है, जिसके लिए उद्यित प्रोत्साहन/दंडित किया जाएगा, और
 (च) अनियन्त्रित कारकों जैसे बिक्री, ऊर्जा खरीद और नियन्त्रणीय कारकों – आरओसीई तथा मूल्यहास के कारण राजस्व/लागत में विभिन्नता को वार्षिक तौर पर ठीक किया जाएगा।

चक्रण और खुदरा प्रदाय व्यवसाय का पृथक्करण

4.3 वितरण लाइसेंसधारी लाइसेंसीकृत व्यवसाय के खाते को चक्रण व्यवसाय और खुदरा प्रदाय व्यवसाय से अलग करेगा।

4.4 खातों के पृथक होने तक की अवधि के लिए, लाइसेंसधारी लागत एवं राजस्व के विभाजन के लिए एक आवटन विवरण तैयार करेगा जो परिशिष्ट 2 में वर्णित कार्य-प्रणाली से संबंधित व्यवसाय के अनुसार होगा। उस कार्यप्रणाली के साथ आवटन विवरण को, जो लाइसेंसधारी के प्रबंधन निदेशक/सीईओ द्वारा अनुमोदित की गई नियन्त्रण अवधि तक सतत होना चाहिए, आयोग के अनुमोदन हेतु पेश किया जाएगा।

आधार रेखा

4.5 नियंत्रण अवधि के लिए आधार रेखा मूल्यों (परिचालन और लागत मानदंड) को आयोग द्वारा निर्धारित किया जाएगा और पूर्व में आयोग द्वारा अनुमोदित किए गए मूल्यों के आधार पर, नवीन परीक्षित लेखा; सबंध वर्ष के वास्तविक अनुमान, पूर्वविचार परीक्षण और अन्य कारकों को आयोग द्वारा उपयुक्त माना जाएगा।

4.6 आयोग सामान्य रूप से निष्पादन लक्ष्यों पर पुनः चर्चा नहीं करेगा।

नियंत्रणीय मानदंडों के लक्ष्य

4.7 आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए उन आइटमों अथवा प्राचलकों हेतु लक्ष्य निर्धारित किए जाएंगे जो "नियंत्रण योग्य" समझी जाती हैं तथा जिनमें निम्न शामिल हैं:

- (क) एटीएवंसी हानि, जिसे वितरण प्रणाली में उसके सभी उपमोक्ताओं के लिए बिक्री हेतु इकाई इनपुट में और उन इकाईयों के मध्य अंतर के रूप में मूल्यांकित किया जाएगा जहाँ इकाईयों को संपादित किया जाना इकाईयों के उत्पाद के बिल और संग्रहण क्षमता के बराबर होगा;
- (ख) वशर्त, वे घोषित इकाई बिल उन इकाईयों को शामिल करेगा जिसे वास्तविक आधार पर मूल्यांकित किए गए चोरी के खाते के अनुसार समझा जाएगा, अर्थात् इकाईयों की वह संख्या जिसके अनुसार चोरी के बिलिंग के भुगतान को जारी किया गया हो;
- (ग) वितरण हानि, जिसे वितरण प्रणाली को उसके सभी उपमोक्ताओं के लिए बिक्री हेतु नियत इकाई इनपुट में और उसी वर्ष लाइसेंसीकृत क्षेत्र में तैयार किए गए कुल ऊर्जा बिल की राशि के मध्य अंतर के रूप में मूल्यांकित किया जाएगा;
- (घ) संग्रहण क्षमता, जिसे कुल राजस्व के अनुपात के रूप में मूल्यांकित किया जाएगा जो उसी वर्ष में तैयार किए गए कुल राजस्व बिल के अनुसार होगा;
- (ङ) वशर्त, विद्युत शुल्क और विलेब भुगतान सरचार्ज से वसूला या प्राप्त किए गए राजस्व को संग्रह क्षमता को संगणना में शामिल नहीं किया जाएगा;
- (ज) कार्यात्मक और प्रबंधन व्यय राशि जिसमें कर्मचारी व्यय, मरम्मत और प्रबंधन व्यय, प्रशासन और सामान्य व्यय राशि तथा अन्य विविध व्यय, जैसे अंकेक्षण शुल्क, किराया, कानूनी शुल्क आदि निहित होते हैं;
- (झ) नियोजित पूँजी पर रिट्टन;
- (ञ) मूल्यहास, और
- (ञ) प्रदाय की गुणवत्ता।

4.8 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दोरान प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्राप्त किए गए लक्षित एटीएवंसी हानि स्तरों को आयोग द्वारा निर्धारित किया जाएगा, जो न्यूनतम मानदंडों, पुरानी विचारधारा, वितरण लाइसेंसधारी द्वारा पेश की गई व्यावसायिक योजना और आयोग द्वारा विचारणीय अन्य कारकों पर आधारित होते हैं। वितरण लाइसेंसधारी इकिटी पर रिट्टन की उच्च दर (जिस पर आरओसई की गणना करते समय विचार किया जाता है) के कारण प्रोत्साहन पाने के योग्य होगा, जैसा कि निम्न एटीएवंसी हानि स्तर को प्राप्त करने के लिए नीचे दर्शाया गया है:

$$\text{इकिटी पर अतिरिक्त रिट्टन (\%)} = \frac{(X_i - Y_i)}{(X_i - I - X_i)}$$

जहाँ,

X_i = i^{th} वर्ष के लिए लक्षित एटीएवंसी हानि स्तर,

$X_i - I$ = $(i-1)^{th}$ वर्ष के लिए लक्षित एटीएवंसी हानि स्तर,

Y_i = i^{th} वर्ष के लिए वास्तविक एटीएवंसी हानि स्तर;

वशर्त, एटीएवंसी हानि लक्ष्यों से संबंधित निष्पादन के तहत आने वाली किसी भी प्रकार की विस्तीर्ण हानि लाइसेंसधारी के खाते में जाएगी।

बिक्री पूर्वानुमान

4.9 लाइसेंसधारी आयोग की समीक्षा और अनुमोदन के लिए नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु प्रत्येक ग्राहक श्रेणियों और उप-श्रेणियों के लिए बिक्री का पूर्वानुमान लगाएगा।

4.10 आयोग अपने औद्योगिक और अनुकूलता के लिए पूर्वानुमानों की जांच करेगा जो उपमोक्ताओं की सख्ता, उपभोग के स्वरूप, हानियों और पूर्व वर्ष में विद्युत की मांग तथा आने वाले वर्ष में अपेक्षित वृद्धि और अन्य किसी कारक की वृद्धि पर आधारित होता है, जिस पर आयोग संगत होने का विचार कर सकता है और ऐसे संशोधनों के साथ बिक्री पूर्वानुमानों का अनुमोदन कर सकता है जो नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के अनुसार उचित होते हैं।

4.11 बिक्री को अनियंत्रणीय के रूप में माना जाएगा।

4.12 विद्युत व्यापारियों या अन्य वितरण लाइसेंसधारियों के लिए यदि कोई विद्युत को बिक्री हो तो उसे अलग से संकेतित किया जाएगा;

4.13 वितरण लाइसेंसधारी श्रेणी अनुसार स्वतंत्र पहुंच योग्य ग्राहकों और बिक्री की भी संकेतित करेगा। उनके लिए गाग और ऊर्जा वाक्रण का अंतर या निम्न हेतु दर्शाया जाएगा:

(क) प्रदाय के क्षेत्र के भातर प्रदाय और

(ख) प्रदाय के क्षेत्र के बाहर प्रदाय।

पूँजीगत निवेश

4.14 आयोग व्यावसायिक योजना में प्रस्तावित भारी वृद्धि, वितरण हानि में कमी और गुणवत्ता सुधार के अनुरूप नियंत्रण अवधि के लिए लाइसेंसधारियों की पूँजीगत निवेश योजना को स्वीकृत करेगा।

4.15 लाइसेंसधारी द्वारा पेय को गई पूँजीगत निवेश योजना उस बालू परियोजना के विवरण भी उपलब्ध करवाएगी जो नियंत्रण अवधि में और उस नई परियोजना में उपयोग होगे जिसे नियंत्रण अवधि के दोरान आरंभ किया जाएगा परंतु यह नियंत्रण अवधि के आगेरका विरुद्ध हो सकता है।

4.16 निवेश योजना क्षेत्र-अनुसार/योजना अनुसार और प्रत्येक क्षेत्र/योजना के अनुसार बनायी जाएगी, जिसमें निम्न शामिल होगा:

(क) निवेश का उद्देश्य (अर्थात् मौजूदा संपत्तियों का प्रतिरक्षण, भारी वृद्धि को प्राप्त करना, तकनीकी हानि में कमी, गैर-तकनीकी हानि में कमी, प्रतिक्रियाशील ऊर्जा आवश्यकताओं को पूरा करना, ग्राहक सेवा में सुधार लाना, गुणवत्ता में सुधार और प्रदाय की विस्तीर्णता, आदि)

(ख) पूँजी संरचना;

(ग) पूँजीकरण अनुसूती;

(घ) वित्तीय योजना;

- (ङ) लागत—लाभ विश्लेषण;
- (च) नियंत्रण अवधि में परिकल्पित निष्पादन सुधार।

4.17 आयोग खर्च किए गए वास्तविक पूंजीगत व्यय, अनुमोदित पूंजीगत व्यय तथा पूंजीकरण अनुसार नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के अंत में पूंजीकरण की समीक्षा करेगा। वास्तविक पूंजीगत व्यय और पूंजीकरण के आधार पर आयोग नियोजित पूंजी पर रिट्टन को और नियंत्रण अवधि के किसी भी वर्ष में मूल्यहास की स्थिति को सही करेगा। आयोग किसी भी वर्ष के लिए पूंजीगत व्यय और पूंजीकरण को सही करने के आधार पर नियंत्रण अवधि के शेष वर्षों हेतु पूंजीगत व्यय और पूंजीकरण को संशोधित भी कर सकता है।

4.18 पूंजीगत व्यय को लाइसेंसधारी द्वारा सामान्य रूप से आयोग की स्वीकृति के बाद व्यय किया जाएगा।

4.19 लाइसेंसधारी इलेक्ट्रिक इंस्पेक्टर सर्टिफिकेट (जहाँ भी लागू हो) की रसीद और अन्य दस्तावेजों के साथ योजना अनुसार संपत्ति पूंजीकरण के विवरणों को तिमाही आधार पर पेश करेगा, जैसा कि नियोजित पूंजी और मूल्य हास पर रिट्टन की अनुमति के लिए आयोग द्वारा समय-समय पर वर्णित किया जा सकता है।

प्रदाय और ग्राहक सेवा की गुणवत्ता

4.20 प्रदाय और ग्राहक सेवा मानदंडों की गुणवत्ता को आयोग द्वारा समय-समय पर अलग से वर्णित किए गए मानदंडों के अनुसार देखा जाएगा। खंड 6.2 में सूचीबद्ध कुछ निश्चित मानदंडों के लिए आयोग निर्धारित लक्ष्यों के संबंध में लाइसेंसधारी के कार्य-निष्पादन का निरीक्षण करेगा।

सुधार

4.21 विभिन्न नियंत्रणीय और अनियंत्रणीय मानदंडों में सुधार को निम्न दिए गए सिद्धान्तों के अनुसार संचालित किया जाएगा:

- (क) अनियंत्रणीय बिक्री/ऊर्जा खरीद के खाते में राजस्व/व्यय में विभिन्नता को क्रमानुसार प्रत्येक वर्ष ठीक किया जाएगा;
- (ख) नियंत्रणीय मानदंडों के लिए,

(i) संचालन और प्रबंधन (ओएवंएम) के खाते पर किसी भी प्रकार की अधिकता या कमी को लाइसेंसधारी की ओर से समझा जाएगा और एआरआर में सही नहीं किया जाएगा, तथा

(ii) नियोजित पूंजी पर मूल्यहास और रिट्टन को आयोग द्वारा अनुमोदित पूंजीगत निवेश योजना (पूंजीगत व्यय और पूंजीकरण) के अनुसार वास्तविक पूंजीगत व्यय और वास्तविक पूंजीकरण के आधार पर प्रत्येक वर्ष सुधारा जाएगा;

बशर्ते, कार्यशील पूंजी में किसी भी प्रकार की अधिकता या कमी को लाइसेंसधारी की ओर से वहन किया जाएगा और एआरआर में सही नहीं किया जाएगा:

परंतु आगे शर्त यह है कि आयोग व्याज दर को वास्तविक नहीं बनाएगा, यदि नियंत्रण अवधि के दौरान 1 अप्रैल, 2012 को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर में अंतर +/−1 प्रतिशत के भीतर है। भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर में +/−1 प्रतिशत से अधिक के अंतर को ही वास्तविक बनाया जाएगा।

क5: एआरआर की अवधारणा के लिए सिद्धांत

चक्रण व्यवसाय के लिए एआरआर

5.1 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारियों के चक्रण व्यवसाय हेतु सकल राजस्व आवश्यकता में निम्न आइटम शामिल होंगे:

- (क) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय;
- (ख) नियोजित पूंजी पर रिट्टन;
- (ग) मूल्यहास;
- (घ) आय कर;
- (ङ) उपभोक्ता सुरक्षा जमा पर व्याज;
- (च) घटाएः गैर-टैरिफ आय,
- (छ) घटाएः अन्य व्यवसायों से प्राप्त आय, और
- (ज) घटाएः विद्युत की चक्रण से प्राप्त आय।

खुदरा प्रदाय व्यवसाय के लिए एआरआर

5.2 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी के खुदरा प्रदाय व्यवसाय हेतु सकल राजस्व आवश्यकता में निम्न आइटम शामिल होंगे:

- (क) बिजली की खरीद की लागत;
- (ख) ट्रांसमिशन एवं लोड डिरेंस फ्रेंच प्रभार;
- (ग) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय;
- (घ) नियोजित पूंजी पर रिट्टन;
- (ङ) मूल्यहास;
- (च) आय कर;
- (ज) उपभोक्ता सुरक्षा जमा पर व्याज;
- (ज) घटाएः गैर-टैरिफ आय,
- (झ) घटाएः अन्य व्यवसायों से प्राप्त आय, और
- (झ) घटाएः खतंत्र पहुंच ग्राहकों से क्रॉस सार्विडी सरचार्ज और अतिरिक्त सरचार्ज के खाते पर रसीद।

प्रचालन और अनुरक्षण व्यय

5.3 संचालन एवं प्रबंधन (ओएवंएम) व्ययों में निम्न शामिल होंगे:

- (क) वेतन, मजदूरी, पेशन अंशदान तथा अन्य कर्मचारी लागतें;
- (ख) प्रशासनिक एवं सामान्य खर्च, जिसमें क्रॉन के बढ़ने से संबंधित व्यय भी शामिल होंगे;
- (ग) मरम्मत और अनुरक्षण; तथा
- (घ) अन्य विविध खर्च, सांविधिक उद्ग्रहण और कर (निगम आयकर को छोड़कर)

5.4 लाइसेंसधारी नियंत्रण अवधि के लिए ओ. एवं एम. खर्चों को पेश करेगा, जैसा कि वह वर्षीय टैरिफ फिलिंग प्रक्रिया में वर्णित किया गया है। आधार वर्ष के लिए ओ. एवं एम. व्ययों को नवीन उपलब्ध अंकेक्षण खातों, लाइसेंसधारियों द्वारा बनाए गए व्यावसायिक

योजनाओं, आधार वर्ष के लिए वास्तविक की अनुमानित राशि, पूर्वविचार जांच और आयोग द्वारा उचित समझे जाने वाले अन्य कारकों को ध्यान में रखते हुए आयोग द्वारा स्वीकृत किया जाएगा।

- 5.5 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए एआरआर हेतु स्वीकृत और एवं व्ययों को निम्न वर्णित सूत्र का उपयोग करते हुए निर्धारित किया जाएगा:

$$(क) O&Mn = (R&Mn + EMPn + A&Gn) * (1 - Xn)$$

जहाँ,

- (i) $R&Mn = K * GFAn-1;$
- (ii) $EMPn + A&Gn = (EMPn-1 + A&Gn-1) * (INDX);$
- (iii) $INDX = 0.55 * CPI + 0.45 * WPI;$
- (iv) n^{th} वर्ष के लिए X_n एक प्रभावी कारक है। X_n के मान को आयोग द्वारा लाइसेंसधारी के आधार पर एमवाईटी टैरिफ़ क्रम में, बैंचमार्किंग, पर्व में आयोग द्वारा अनुमानित लागत और आयोग द्वारा उपयुक्त समझे जाने वाले अन्य किसी भी कारक द्वारा निर्धारित किया जाएगा;
- (v) ईएमपी_n – किसी वर्ष के लिए लाइसेंसधारी की नियोजित लागत;
- (vi) एएजी_n – किसी वर्ष के लिए लाइसेंसधारी की प्रशासनिक एवं सामान्य लागत और
- (vii) आरएवंएम_n – किसी वर्ष के लिए लाइसेंसधारी की रखरखाव एवं प्रबंधन लागत।

जहाँ,

'K' एक रिस्टरांक है (जिसे प्रतिशत में अभियक्त किया जा सकता है)। प्रत्येक नियंत्रण अवधि के लिए 'K' के मान को आयोग द्वारा लाइसेंसधारी के आधार पर एमवाईटी टैरिफ़ क्रम में, बैंचमार्किंग, पर्व में आयोग द्वारा अनुमानित लागत और आयोग द्वारा उपयुक्त माने जाने वाले अन्य किसी भी कारक द्वारा निर्धारित किया जाएगा;

INDX – सूचकांक हेतु प्रयुक्त स्फीति घटक। INDX का मान आधार वर्ष के तत्काल पूर्ववर्ती पांच वर्षों हेतु उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सीपीआई) तथा थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) का संयोजन होगा।

नियोजित पूँजी पर प्रतिफल

- 5.6 नियोजित पूँजी पर प्रतिफल (आरओसीई) को वितरण लाइसेंसधारी को प्रतिफल प्रदान करने हेतु उपयोग किया जाएगा, और यह कार्यशील पूँजी पर व्याज और ऋण पर व्याज के अलग भौतों को उपलब्ध करवाए बिना ही सभी वित्तीय लागतों का भुगतान करेगा।
- 5.7 विनियमित दर आधार (आरआरबी) का उपयोग उस कुल नियोजित पूँजी की गणना करने के लिए किया जाएगा, जिसमें संपत्ति और कार्यशील पूँजी की वास्तविक लागत, कम संचय सूच्यहास शामिल होगा। प्रगति में पूँजी का कार्य (सीडब्ल्यूआईपी) आरआरबी का भाग नहीं होगा। उपभोक्ता सहयोग, पूँजी सहायता/अनुदान आरआरबी तक पहुँचते हुए कम हो जाएंगे।
- 5.8 आरआरबों को संगत पूँजीकरण अनुसूची और मानक कार्यशील पूँजी के साथ अनुमोदित पूँजीगत निवेश के आधार पर नियंत्रण अवधि के आरंभ में नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए निर्धारित किया जाएगा।
- 5.9 नियंत्रण अवधि के i^{th} वर्ष के लिए विनियमित दर आधार की गणना निम्न तरीके से की जाएगी:

$$RRB_i = RRB_{i-1} + \Delta AB_i / 2 + \Delta WC_i;$$

जहाँ,

'i' नियंत्रण अवधि का i^{th} वर्ष होता है, पहली नियंत्रण अवधि के लिए $i = 1, 2, 3, 4$ होता है;

आरआरबीआई: नियंत्रण अवधि के i^{th} वर्ष के लिए विनियमित दर आधार होता है;

ΔAB_i : नियंत्रण अवधि के i^{th} वर्ष में विनियमित दर आधार में बदलाव। यह घटक वर्ष के आरंभ और अंत में मूल्य का औसत होगा, जैसा कि संपत्ति निर्माण संपूर्ण वर्ष में होगा और निम्न अनुसार उत्पन्न होगा:

$$\Delta AB_i = Inv_i - D_i - CC_i;$$

जहाँ,

Inv_i: निवेश को नियंत्रण अवधि और स्वीकृत i^{th} वर्ष के दौरान पूँजीकृत किया जाना प्रस्तावित किया जाता है;

D_i: अलग से नियत की गई राशि या नियंत्रण अवधि के वर्ष के लिए निश्चित संपत्तियों के मूल्यहास के कारण नियत की गई राशि;

CC_i: ग्राहक सहयोग, ΔAB_i से संबंधित पूँजीगत सहायता/अनुदान तथा सेवा रेखा के निर्माण या नियत संपत्तियों की रक्क्षा के लिए नियंत्रण अवधि के i^{th} वर्ष के दौरान प्राप्त किए गए पूँजीगत अनुदान/सहायता;

आरआरबी: नियंत्रण अवधि के i^{th} वर्ष के पूर्णांगी पितीय वर्ष के लिए विनियमित दर आधार। नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए आरआरबी $i-1$, आधार वर्ष अर्थात् आरआरबी के लिए विनियमित दर आधार होंगा;

$$RRBO = OCFAO - ADO - CCO;$$

जहाँ:

OCFAO: आधार वर्ष के अंत पर नियत संपत्तियों की मूल लागत, जो उपयोग के लिए उपलब्ध होती है और लाइसेंसीकृत व्यवसाय के उद्देश्य के लिए आवश्यक होती है;

ADO: नियत की गई राशि या आधार वर्ष के अंत पर विनियमित व्यवसाय से संबंधित नियत संपत्तियों के मूल्यहास के कारण अलग से नियत राशि;

CCO: ओरीएफए से संबंधित कुल योगदान, जिसे उपभोक्ताओं, वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वितरण/सेवा रेखाओं के निर्माण की लागत के प्रति पूँजीगत सहयोग/अनुदान के रूप में दिया गया हो और साथ ही इसमें इस उद्देश्य के लिए प्राप्त किए गए अनुदान/सहयोग भी शामिल होते हैं;

ΔWC_i : नियंत्रण अवधि के i^{th} वर्ष से $(i-1)^{th}$ वर्ष में मानक कार्यशील पूँजी आवश्यकता में बदलाव। नियंत्रण अवधि ($i=1$) के पहले वर्ष के लिए, ΔWC_i को पहले वर्ष के मानक कार्यशील पूँजी आवश्यकता के रूप में लिया जाएगा।

- 5.10 किसी वर्ष के लिए नियोजित पूँजी पर प्रतिफल (आरओसीई), की गणना निम्न तरीके से की जाएगी:

$$RoCE = WACC_i * RRB_i$$

WACCI, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूँजी की भारित औसत लागत होती है:

RRBi – विनियमित दर आधार पर विसंपत्ति होती है जो पूँजीकरण और कार्यशील पूँजी के आधार पर नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष पर आधारित होती है।

5.11 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए **WACC** की गणना निम्न तरीके से नियंत्रण अवधि के आरंभ में की जाएगी:

$$WACC = \frac{D/E}{1+D/E} * rd + \frac{1}{1+D/E}$$

जहां,

डी/ई इकिवटी अनुपात का ऋण होगा तथा टैरिफ के निर्धारण के लिए संपत्ति पूँजीकरण हेतु ऋण-इकिवटी अनुपात 70:30 होगा। जहां नियोजित इकिवटी 30 प्रतिशत तक होती है, टैरिफ के उद्देश्य के लिए इकिवटी को राशि 30 प्रतिशत तक रीमिट होगी और शेष राशि को अकन ऋण माना जाएगा। 30 प्रतिशत तक इकिवटी की राशि पर ब्याज दर को अकन ऋण के रूप में माना जाएगा, जिसे संबंधित वर्षों के लिए लाइसेंसधारी के ऋण की भारित औसत दर माना जाएगा और आगे इसे विनियमों में इकिवटी पर प्रतिफल के निर्धारित दर पर सीमित किया जाएगा। जहां वास्तविक नियोजित इकिवटी 30 प्रतिशत से कम होती है, वास्तविक इकिवटी और ऋण पर विचार किया जाएगा।

बशर्ते, कार्यशील पूँजीकरण को **WACC** की गणना के लिए वित्तीय 100 प्रतिशत ऋण के रूप में समझा जाएगा;
बशर्ते, 1 जुलाई, 2002 को लागू की गई हस्तांतरण योजना के तहत आने वाली परिसंपत्तियों के लिए इकिवटी अनुपात हेतु ऋण को हस्तांतरण योजना में ऋण और इकिवटी के अनुसार समझा जाएगा;

बशर्ते, 1.04.2012 (हस्तांतरण योजना के तहत आने वाली अन्य परिसंपत्तियों) तक संपत्ति पूँजीकृत के लिए इकिवटी अनुपात हेतु ऋण को पूँजीकरण के समय पर आयोग द्वारा स्वीकृत ऋण और इकिवटी के अनुसार समझा जाएगा।

rd ऋण की लागत होती है तथा इसे लाइसेंसधारी के प्रत्यावर, लाइसेंसधारी द्वारा पहले से ही स्वीकृत ऋण की वर्तमान लागत, क्रेडिट रेटिंग, बैंचमार्किंग तथा अन्य संबंधित कारकों (जोखिम मुक्त प्रतिफल, जोखिम प्रीमियम, मूल उधार दर आदि) पर विचार करने के बाद नियंत्रण अवधि के आरंभ में निर्धारित किया जाएगा;

re इकिवटी पर प्रतिफल होता है और इस पर 16 प्रतिशत के कर पर विचार किया जाता है;

बशर्ते, वितरण व्यवसाय की नियत संपत्ति के अतिरिक्त लाइसेंसधारी द्वारा किए गए किसी भी प्रकार के पारंपरिक निवेश को इकिवटी पर प्रतिफल के लिए योग्य नहीं समझा जाएगा।

5.12 वितरण लाइसेंसधारी उपभोक्ताओं को नियत लाभ पहुँचाने के लिए ऋण के पुनर्वित्तीयन हेतु प्रयासरत रहता है। इस प्रकार के पुनर्वित्तीयन से संबंध लागत को उपभोक्ताओं द्वारा बहन किया जाएगा और ऋण के पुनर्वित्तीयन तथा ऋण के ब्याज पर किसी भी प्रकार के लाभ को उपभोक्ताओं को दिया जाएगा। पुनर्वित्तीयन में ऋण का नवीनीकरण भी शामिल होगा।

5.13 लाइसेंसधारी द्वारा प्राप्त की गई किसी भी अधिस्थगन अवधि के मामले में, अधिस्थगन के वर्षों के दौरान टैरिफ में उपलब्ध मूल्यहास को उन वर्षों के दौरान ऋण के अंकन पुनः भुगतान के रूप में माना जाएगा और ऋण पर ब्याज की गणना उसके अनुसार की जाएगी।

कार्यशील पूँजी

5.14 विद्युत के चक्रण व्यवसाय के लिए कार्यशील पूँजी में निम्न शामिल होगा
(क) चक्रण प्रभारों के दो महीनों के लिए प्राप्य राशियां।

5.15 विद्युत की खुदरा प्रवाय के लिए कार्यशील पूँजी में निम्न शामिल होंगे
(क) विद्युत की बिक्री से प्राप्त राजस्व के दो महीनों तक के लिए प्राप्य राशियां;
(ख) न्यून: एक माह के लिए विद्युत खरीद लागत;
(ग) न्यून: एक माह के लिए ट्रांसिशन प्रभार, और
(घ) न्यून: दो माह के लिए चक्रण प्रभार।

मूल्यहास

5.16 मूल्यहास की गणना नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए की जाएगी, जो सबद्ध वर्ष के विनियमित दर आधार की गणना के लिए विचारणीय नियत परिसंपत्तियों की मूल राशि पर आधारित होगा:

बशर्ते, मूल्यहास को उपभोक्ता सहयोग (अर्थात् उपभोक्ताओं से प्राप्त कोई भी रसीद जिसे राजस्व के रूप में नहीं माना जाएगा) और पूँजीयत सहयोग / अनुमत द्वारा वित्तीयों से प्राप्त अनुमत नहीं किया जाएगा। इस प्रकार की संपत्तियों के प्रतिश्वासन के प्रावधान को पूँजीयत निवेश योजना में तैयार किया जाएगा;

बशर्ते, लाइसेंसधारी संपत्तियों के वर्ष-अनुसार विवरण को पेश करेगा, जिसे नियम संपत्ति की मूल लागत से निकाल दिया जाएगा;

बशर्ते, पूँजी सामान्य रूप से उपयोगी जीवन के पूर्ण होने से पहले तक समाप्त नहीं होती और लाइसेंसधारी किसी भी संपत्ति के उपयोगी जीवन समाप्त होने के मामले में आयोग से अनुमोदन लेगा;

बशर्ते, लाइसेंसधारी उन संपत्तियों के वर्ष-अनुसार विवरण पेश करेगा, जिसमें उसके उपयोगी जीवन की गणना होगी।

5.17 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए मूल्यहास का निर्धारण इन विनियमों के परिशिष्ट 1 में वर्णित की गई दरों और अन्य शर्तों के साथ इन विनियमों में दी गई कार्यप्रणाली पर आधारित होगा।

5.18 मूल्यहास की गणना वार्षिक तौर पर की जाएगी, जो संपत्ति के उपयोगी जीवन के सीधी रेखा पद्धति पर आधारित होता है। मूल्यहास के उद्देश्य के लिए आधार मान संपत्ति की मूल लागत होगा।

5.19 संपत्ति के शेष मूल्य पर 10 प्रतिशत के रूप में विचार किया जाएगा और मूल्यहास को संपत्ति की मूल लागत के अधिकतम 90 प्रतिशत तक अनुमत किया जाएगा। भूमि कोई मूल्यहास संबंधी संपत्ति नहीं है और इसकी लागत को संपत्ति की मूल लागत के 90 प्रतिशत की गणना करते समय निकाल दिया जाएगा;

बशर्ते, यदि लाइसेंसधारी किसी भी समाप्त संपत्ति के निपटान पर शेष मूल्य से कम का भुगतान करता है, तो उसे उस प्रकार की संपत्ति का निपटान करने से पहले आयोग की अनुमति लेनी होगी।

5.20 मूल्यहास को संपत्ति के संचालन के पहले वर्ष से ही प्रभारित किया जाएगा। यदि किसी मामले में, संपत्ति का प्रवालन वर्ष के किसी भाग के लिए होता है, तो मूल्यहास को यथानुपात आधार पर प्रभारित किया जाएगा।

5.21 स्वीकृत मूल्यहास के अतिरिक्त, वितरण लाइसेंसधारी मूल्यहास के विलद अधिम राशि का हकदार होगा, जिसकी गणना निम्न अनुसार की जाएगी:

AAD = ऋण चुकौती अवधि के आधार पर ऋण (पूँजीयत व्यय के लिए) चुकौती राशि, जिसकी गणना इन विनियमों के आधार पर मूल्यहास से ऋण के 1/10 भाग के अधीन राशि को कम करके की जाती है;

बशर्ते, मूल्यहास के अधीन अग्रिम राशि की अनुमति केवल तभी दी जाएगी यदि किसी निश्चित वर्ष के लिए संचयी चुकौती उस वर्ष के संचयी मूल्यहास से अधिक होती हो; बशर्ते, किसी वर्ष में मूल्यहास के अधीन अग्रिम राशि उस वर्ष तक के संचयी चुकौती और संचय मूल्यहास के मध्य अंतर तक की सीमा तक प्रतिबंधित होगी।

5.22 संपूर्ण छपण की चुकौती पर, शेष मूल्यहास मूल्य संपत्ति की शेष उपयोगी जीवन तक विस्तारित होगा।

विद्युत अधिप्राप्ति की लागत

5.23 विद्युत खरीद की राशि – आयोग श्रेणी अनुसार बिक्री पूर्वानुमान को स्वीकृत करता है, जो नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए लाइसेंसधारी की विद्युत अधिप्राप्ति आवश्यकता के अनुमान हेतु वितरण हानि प्रक्षेपण के साथ लागू होगा।

5.24 वितरण लाइसेंसधारी विद्युत की नियत लागत का भुगतान करने के लिए अनुमति देगा जो आयोग द्वारा स्रोतों से खरीदी जाती है, अर्थात् अतः राज्य और अंतर्राज्य ट्रेडिंग लाइसेंसधारी, द्विपक्षीय खरीद, थोक प्रदायकर्ता, राज्य निर्माणकर्ता, स्वतंत्र ऊर्जा उत्पादक, केंद्रीय उत्पादक स्टेशन, गैर-पारस्परिक ऊर्जा उत्पादक, वितरण लाइसेंसधारी और अन्यों के जेनरेशन व्यवसाय। यह खुदरा प्रदाय व्यवसाय के उपभोक्ताओं को प्रदाय के लिए बिल के प्रस्ताव पर क्रेंडिट द्वारा बिल के भुगतान के लिए प्रत्येक स्रोत से उपलब्ध अधिकतम अंकित छूट को प्रहण करता है;

बशर्ते, वितरण लाइसेंसधारी ऊर्जा अधिप्राप्ति की लागत के उद्देश्य को प्रस्तावित करेगा, जो द्विपक्षीय विनिमय और अनियत आदान-प्रदान (रूपार्डी) लेन-देन के द्वारा जमरेटिंग स्टेशन और नियत राजस्व के लिए वर्णित किए गए फ्यूल समायोजन सूत्र पर अध्यारित होता है;

बशर्ते, जहां लाइसेंसधारी अनुमोदित की गई ऊर्जा खरीद के भाग का उपयोग करता है या खुदरा प्रदाय व्यवसाय के लिए उसके ट्रेडिंग व्यवसाय हेतु आवंटित या सौंपी गई थोक प्रदाय का उपयोग करता है, वहां वितरण लाइसेंसधारी एक आवंटन वितरण प्रदान करेगा जो इस प्रकार की व्यापार गतिविधि में ऊर्जा खरीद की लागत को स्पष्ट रूप से निश्चित करेगी।

5.25 ऊर्जा खरीद की लागत को स्वीकृत करते समय, आयोग विभिन्न स्रोतों से खरीदी जाने वाली ऊर्जा की भावा को निर्धारित करेगा, जो योग्यता क्रम अनुसूची के सिद्धांतों पर आधारित होगी और उसके प्रेषण सभी प्रदाय के सभी स्वीकृत स्रोतों के स्थान पर अध्यारित होगा। सभी ऊर्जा खरीद लागतों को तब तक उद्यत माना जाएगा जब तक यह प्रमाणित नहीं हो जाता कि स्थान क्रम सिद्धांत का उल्लंघन किया गया है या ऊर्जा को अनुयत दरों पर खरीदा गया है या आयोग द्वारा समय-समय पर निर्धारित किए गए ऊर्जा अधिप्राप्ति दिशानिर्देशों का पालन नहीं किया गया है।

5.26 ऊर्जा की किफायती अधिप्राप्ति को बढ़ावा देने के लिए और साथ ही शेष ऊर्जा की बिक्री से प्राप्त राजस्व को अधिक करने के लिए, आयोग वितरण लाइसेंसधारी को प्रोत्साहन देने / दंडित करने की पद्धति अपना सकता है।

5.27 वितरण लाइसेंसधारी की अक्षय खरीद बाध्यता को आयोग द्वारा दिए गए आदेश के अनुसार समय-समय पर जारी किया जाएगा।

एटीएवंसी हानियाँ

5.28 लाइसेंसधारी नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए एटीएवंसी हानि में कमी चक्र को प्रस्तावित करेगा। नियंत्रण अवधि के किसी भी वर्ष के लिए, हानि में कमी को नियंत्रण अवधि के लिए एटीएवंसी हानि में कुल कमी के कम-से- कम 30 प्रतिशत होना चाहिए। आयोग नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए एटीएवंसी हानि चक्र के लिए लाइसेंसधारी द्वारा किए गए भुगतानों की जांच करेगा और आवश्यकतानुसार संशोधन के साथ इस स्वीकृत करेगा।

5.29 वितरण लाइसेंसधारी प्रदाय का वोल्टेज-अनुसार मूल्यहास और वोल्टेज-अनुसार चक्रण टैरिफ के मूल्यहास के लिए नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु वोल्टेज-अनुसार हानियों को भी प्रस्तावित करेगा।

ट्रांसमिशन, लोड डिस्पैच एवं चक्रण प्रभार

5.30 वितरण लाइसेंसधारी ट्रांसमिशन लाइसेंसधारियों और सिस्टम ऑपरेटर्स को नियत ट्रांसमिशन और लोड डिस्पैच प्रभार का भुगतान करने की अनुमति देंगा, जिससे वे इंटरस्टेट ट्रांसमिशन सिस्टम, इंट्रा-स्टेट ट्रांसमिशन सिस्टम और उन उपलब्ध लोड डिस्पैच सेवाओं का उपयोग कर सकें जिन्हें सीईआरसी और राज्य आयोगों द्वारा समय-समय पर उद्यत अनुमोदित टैरिफ के साथ विल की प्रस्तुति के द्वारा बिलों के भुगतान के लिए प्रत्येक स्रोत से उपलब्ध अधिकतम अंकित कर्तृती माना जाता है।

5.31 वितरण लाइसेंसधारी चक्रण प्रभारों का भुगतान करने की भी अनुमति देगा, यदि अन्य किसी वितरण लाइसेंसधारी के वितरण नेटवर्क का उपयोग खुदरा प्रदाय व्यवसाय के लिए ऊर्जा की अधिप्राप्ति हेतु किया जाता है।

नियम आयकर

5.32 यदि, आयकर का भुगतान वितरण लाइसेंसधारी के लाइसेंसीकृत व्यवसाय के लिए किया जा सकता है तो इसे नियोजित पूँजी के इक्विटी घटक पर प्रतिफल के कर तक सीमित किया जाएगा। इसके अतिरिक्त किसी भी प्रकार के कर को जारी नहीं किया जाएगा और इसका भुगतान वितरण लाइसेंसधारी द्वारा स्वयं किया जाएगा।

5.33 आयकर के वास्तविक मूल्यांकन को कर के लाभों के खाते में लाना चाहिए, और आयकर अधिनियम 1961 के प्रावधानों के अनुसार लागू आगे की हानियों के लिए जमा शेष को उपभोक्ताओं को दिया जाना चाहिए।

उपभोक्ता सुरक्षा जमा पर व्याज

5.34 उपभोक्ता सुरक्षा जमा पर व्याज 'दिल्ली विद्युत प्रदाय कोड और निष्पादन मानदंड विनियम, 2007' में आयोग द्वारा निर्धारित किए गए मानकों पर आधारित होंगा, और इसे एआरआर के माध्यम से लागू किया जाएगा।

गैर-टैरिफ आय

5.35 सभी प्रकार की आय विद्युत व्यवसाय में आकस्मिक होती हैं और लाइसेंसधारी द्वारा स्रोतों से व्युत्पन्न होती हैं, इसमें संपत्तियों के निपटान, किराए, नियत विलंब भुगतान सरचार्ज (विलंब भुगतान सरचार्ज जो विलंब भुगतान सरचार्ज की लागत से कम होता है), मीटर किराया, निवेशों की आय, उपभोक्ता सुरक्षा जमा के निवेश पर आय तथा उपभोक्ताओं की विविध रसीदें शामिल होती हैं परंतु ये इन्हीं तक ही सीमित नहीं हैं:

बशर्ते, शेयरधारक की निविधियों के निवेश से प्राप्त होने वाली आय, यदि कोई हो, गैर-टैरिफ आय में शामिल नहीं होगी, जो आयोग को लाइसेंसधारी द्वारा पंश को गई आवश्यक विवरित जानकारी की पूर्वविचार जांच के अपीन होगा।

5.36 गैर-टैरिफ आय के खाते पर लाइसेंसधारी द्वारा प्राप्त की गई राशि को उस लाइसेंसधारी के नियत राजस्व आवश्यकता की गणना करते हुए सकल राजस्व आवश्यकता से कम कर दिया जाएगा।

लाइसेंसधारी की अन्य आय

5.37 जहाँ लाइसेंसधारी किसी अन्य व्यवसाय में कार्यरत होता है, तो ऐसे व्यवसास से प्राप्त आय की गणना, 'डीईआरसी ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी' विनियम, 2005 के अन्य व्यवसाय से प्राप्त आय के 'उपचार' के अनुसार की जाएगी और उसे लाइसेंसधारी की राजस्व आवश्यकता की गणना करते समय सकल राजस्व आवश्यकता से कम कर दिया जाएगा; उसे लाइसेंसधारी की राजस्व आवश्यकता की गणना करते समय सकल राजस्व आवश्यकता से कम कर दिया जाएगा;

बशर्ते, लाइसेंसधारी वितरण व्यवसाय और अन्य व्यवसायों के मध्य कुल संयुक्त और समन्वय लागतों के आवंटन के उपयुक्त आधार वालान करें और टैरिफ के निर्धारण हेतु निवेशक मंडल द्वारा अनुमोदित आवंटन विवरण को आयोग में आवेदनपत्र के साथ पेश करें;

बशर्ते, यदि इस प्रकार के किसी अन्य व्यवसाय की प्रत्यक्ष और अप्रत्यक्ष लागत का कुल योग इस प्रकार के अन्य व्यवसाय या किसी भी अन्य कारण से राजस्व की सीमा से अधिक होता है तो किसी भी राशि को लाइसेंसधारी के इस प्रकार के अन्य व्यवसाय के खाते में सकल राजस्व आवश्यकता को जोड़ने के लिए अनुमत नहीं किया जाएगा।

क्रॉस सब्सिडी सरचार्ज और चक्रण के प्रभारों पर अतिरिक्त सरचार्ज से प्राप्त आय

5.38 क्रॉस सब्सिडी सरचार्ज और अतिरिक्त सरचार्ज के अधीन लाइसेंसधारी द्वारा प्राप्त की गई या प्राप्त की जाने वाली राशि, जैसा कि दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (स्वतंत्र पहुंच की नियम एवं शर्तें) विनियम 2005 द्वारा समय-समय पर अनुमोदित किया जाता है, उस उपभोक्ता श्रेणी के अधीन अलग से दिखाया जाएगा जिसे चरणबद्ध योजना के अनुसार स्वतंत्र पहुंच की अनुमति प्रदान की गई है।

5.39 क्रॉस सब्सिडी सरचार्ज और अतिरिक्त सरचार्ज को दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (स्वतंत्र पहुंच की नियम एवं शर्तें) विनियम 2005 के अनुसार स्वतंत्र पहुंच की अनुमति देने वाली उपभोक्ता श्रेणियों से टैरिफ के राजस्व के रूप में दिखाया जाएगा और इस प्रकार की राशि को सहायता प्रदान करने वाली श्रेणियों की क्रॉस-सब्सिडी आवश्यकताओं तथा प्रदाय के लिए लाइसेंसधारियों की नियत लागत आवश्यकता को पूरा करने हेतु उपयोग में लाया जाएगा। लाइसेंसधारी इन विवरणों को अपने वार्षिक भुगतान में प्रदान करेगा।

कार्यप्रणाली को सुधारना

5.40 सुधार को प्रत्येक वर्ष आयोग द्वारा वास्तविक/अंकेक्षण जानकारी तथा पूर्व जांच के आधार पर विनियम 4.21 के अनुसार किया जाएगा,

बशर्ते, यदि इस प्रकार के परिवर्तन व्यापक स्तर पर होते हैं और इन्हें केवल एक ही वर्ष में पूरा करना शर्षव नहीं होता, तो आयोग राष्ट्रीय टैरिफ पॉलिसी के खड़ 8.2.2 में प्रदान किए गए दिशानिर्देशों के अनुसार एक विनियामक संपर्की का निर्माण कर सकता है। बशर्ते, व्यवसाय की समान रिश्तेयों में, आयोग टैरिफ रिस्तरता को सुनिश्चित करने के लिए, जाहिर न किए गए अंतराल के निष्क्रिय सत्रुलन को / संबद्ध नियंत्रण अवधि के एआआर में सुधारी गई लागतों को शामिल कर सकता है, बजाए ट्रांसमिशन वित्तीय व्यवस्था या पूँजीकरण को प्रदान करने के बाद नियंत्रण अवधि के संबद्ध वर्ष की सफलता वाले वर्ष को समाप्ति करना।

क6: प्रदाय एवं सेवाओं की गुणवत्ता

6.1 प्रदाय की गुणवत्ता और ग्राहक सेवा के मानदंडों को आयोग द्वारा समय-समय पर निर्धारित किए गए मापदंडों के अनुसार निरीक्षित किया जाएगा।

6.2 लाइसेंसधारी संशोधनों सहित दिल्ली विद्युत प्रदाय कोड और निष्पादन मानदंड विनियामक 2007 में वर्णित सभी गुणवत्ता मापदंडों के लिए आधाररेखा और निष्पादन चक्र को प्रस्तावित करेगा।

6.3 आयोग आधाररेखा डेटा की विश्वसनीयता पर मूल्यांकन करेगा और वह नियंत्रण अवधि के लिए प्रत्येक निर्दिष्ट मानदंड के अनुसार निष्पादन चक्र को प्रस्तावित कर सकता है। आयोग प्रदाय और सेवाओं की मुण्डपता को सुधारने के लिए लाइसेंसधारियों को प्रोत्साहित करने हेतु एक निष्पादन प्रारोपण का निर्माण करेगा।

6.4 लाइसेंसधारी प्रपत्र में प्रत्येक मानदंड पर निष्पादन और आयोग द्वारा निर्देशित व्यावहार को पेश करेगा। आयोग गुणवत्ता मापदंडों के साथ लाइसेंसधारी के कार्य-निष्पादन पर समय-समय पर समीक्षा करने का संचालन करेगा।

क7: बहु वर्षीय टैरिफ प्रस्तुत करने की प्रक्रिया

7.1 बहु वर्षीय टैरिफ प्रस्तुतीकरण ऐसे रूप एवं अर्थ विधि में होगा जैसाकि आयोग द्वारा तथा व्यवसाय विनियमों का संचालन के प्रारंभानों के अनुसार निर्णय किया जाता है।

7.2 लाइसेंसधारी आयोग को इलेक्ट्रॉनिक स्वरूप में बहु वार्षिक टैरिफ फिलिंग भी पेश करेगा।

नियंत्रण अवधि के लिए बहु-वार्षिक फिलिंग

व्यवसाय योजना प्रस्तुतीकरण

7.3 वितरण लाइसेंसधारी आयोग के अनुमोदन पर नियंत्रण अवधि के प्रश्न वर्ष के 1 अप्रैल दिनाकर को या किसी भी उस दिनाकर को जिसे आयोग द्वारा बताया जा सकता है, निवेशक मंडल द्वारा अनुमोदित ही गई किसी व्यावसायिक योजना को फाइल करेगा। जिसे आयोग द्वारा बताया जा सकता है, निवेशक मंडल द्वारा अनुमोदित ही गई किसी व्यावसायिक योजना को फाइल करेगा।

(क) प्रत्येक याहक वर्ष और नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए उप-पार्टी वेतन विक्री/गण वृद्धिविचार;

(ख) एट्रीएवरी हानि में कठीन वक्त तथा व्यावसायिक योजना के प्रत्येक वर्ष के लिए संग्रह क्षमता;

(ग) विक्री पूर्णविचार पर आधारित ऊर्जा अधिकारित योजना तथा व्यावसाय योजना अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए वितरण हानि नक। ऊर्जा अधिकारित योजना में ऊर्जा क्षमता और गाम प्रारंभन मानदंड भी शामिल होने वाली है;

(घ) पूँजीगत नियंत्रण योजना विक्री/गण वृद्धिविचार, ऊर्जा अधिकारित योजना, वितरण हानि नक, प्रदाय की गुणवत्ता के लक्ष्यों पर नियंत्रण योजना राज्य ट्रांसमिशन उपयोगिता द्वारा दर्शाएं गए परिप्रेक्षित योजनान के रूपत होंगी, और इसमें रामाय पूँजीगत अनुसूची और वित्तीय योजना शामिल होंगी;

(ज) उपयुक्त पूँजीगत सरचना और नियंत्रण योजना एवं प्रतिवेदन, गोजूदा छप्पन समझौतों की शर्त होंगी, आदि;

(घ) अन्य नियंत्रणीय आइटमों के साथ आधार वर्ष से पहले के लिए रांगालन एवं प्रारंभन लागत, राज्य ही व्यवसाय योजना अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूँजीवाहन की रूपत वितरण लागत तथा प्रस्तावित क्षमता पर आधारित होंगी, आएवें रामाय पूँजीगत प्रणालिया शामिल होंगी;

(ज) अन्य नियंत्रणीय आइटमों के लिए रांगीन वितरण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूँजीगत अनुसूचियाँ;

(घ) अन्य नियंत्रणीय आइटमों के लिए रांगीन वितरण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूँजीगत अनुसूचियाँ;

(ज) अन्य नियंत्रणीय आइटमों के लिए रांगीन वितरण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूँजीगत अनुसूचियाँ;

(घ) अन्य नियंत्रणीय आइटमों के लिए रांगीन वितरण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूँजीगत अनुसूचियाँ;

(ज) अन्य नियंत्रणीय आइटमों के लिए रांगीन वितरण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूँजीगत अनुसूचियाँ;

(घ) अन्य नियंत्रणीय आइटमों के लिए रांगीन वितरण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूँजीगत अनुसूचियाँ;

(ज) अन्य नियंत्रणीय आइटमों के लिए रांगीन वितरण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूँजीगत अनुसूचियाँ;

टैरिफ प्रस्तुतीकरण

- 7.4 वितरण लाइसेंसधारी नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए चक्रण टैरिफ और खुदरा प्रदाय के अनुमोदन हेतु एक आवेदनपत्र फाइल करेगा, जो नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के आरंभ होने से पहले 120 दिन से या ऐसी किसी दिनांक से कम नहीं होना चाहिए जिसे आयोग द्वारा निर्देशित किया गया हो।
- 7.5 लाइसेंसधारी पूँजी आधारित चक्रण टैरिफ का प्रस्ताव रखेगा। लाइसेंसधारी प्रणाली में हानि के समायोजन के लिए वोल्टेज अनुसार वितरण हानि को भी निर्दिष्ट करेगा।
- 7.6 चक्रण टैरिफ के लिए चक्रण में निम्न शामिल होगा:
- (क) व्यवसाय योजना के संगत नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए वितरण प्रणाली या नेटवर्क उपयोग पूर्वविचार;
 - (ख) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए विद्युत की चक्रण हेतु टैरिफ की गणना करने का प्रस्ताव, जिसमें हानियां और प्रक्रियाएं शामिल होंगी;
 - (ग) आइटम—अनुसार विवरण एवं वर्णन सहित गैर-टैरिफ हेतु प्रस्ताव;
 - (घ) परामर्श संवाद, अभिसारिता, प्रशिक्षण सुविधाओं आदि जैसे अन्य व्यवसायों से प्राप्त आय के प्रस्ताव;
 - (ड.) प्रस्तावित चक्रण टैरिफ वोल्टेज अनुसार होगा;
 - (च) अतिरिक्त सरबार्ज आदि सहित प्रस्तावित चक्रण टैरिफ से प्राप्त अपेक्षित राजस्व।
- 7.7 खुदरा प्रदाय के लिए फिलिंग में निम्न शामिल होंगे:
- (क) लाइसेंसधारी खुदरा प्रदाय व्यवसाय के संबंध में उपभोक्ताओं के लिए विद्युत की खुदरा बिक्री के प्रस्ताव को पेश करेगा, जिसमें प्रत्येक उपभोक्ता वर्ग के लिए स्ट्रेब-अनुसार एवं वोल्टेज अनुसार टैरिफ शामिल होंगे। प्रस्तावित टैरिफ ऊर्जा प्रभार, मांग प्रभार, न्यूनतम प्रभार आदि पर भी टैरिफ युक्तिकरण मानदंडों के साथ निर्भर हो सकते हैं।
 - (ख) आइटम अनुसार विवरण एवं वर्णनों के साथ गैर-टैरिफ आय के प्रस्ताव;
 - (ग) विवरण लाइसेंसधारी द्वारा पेश किए गए प्रत्येक टैरिफ प्रस्ताव वोल्टेज अनुसार लागत और हानियों पर आधारित उपभोक्ताओं की प्रत्येक श्रेणी के लिए लाइसेंसीकृत व्यवसाय की लागत को आवंटित करते हुए सेवा प्रारूप की लागत के साथ समर्थित होंगे;
 - (घ) लाइसेंसधारी के टैरिफ प्रस्तावों को उन टैरिफ को प्रदर्शित करना चाहिए जो प्रदाय की लागत को क्रमशः प्रदर्शित करते हों;
 - (ड.) प्रस्तावित खुदरा प्रदाय से प्राप्त अपेक्षित राजस्व और अन्य मामलों पर वितरण लाइसेंसधारी द्वारा उपयुक्त तरीके से विद्यारित किया जाएगा, जिसमें उपभोक्ताओं के लिए प्रोत्साहन योजनाएं और ब्रॉड सब्सिडी सरबार्ज आदि भी शामिल होंगे।

नियंत्रण अवधि के दौरान वार्षिक निष्पादन समीक्षा (एपीआर)

- 7.8 वितरण लाइसेंसधारी अपने निष्पादन की पहुंच के लिए वार्षिक निष्पादन पर वार्षिक समीक्षा के भाग के रूप में जानकारी जमा करेगा, जो नियंत्रण अवधि के आरंभ में आयोग द्वारा अनुमोदित निष्पादन लक्ष्यों के संबंध में होता है। लाइसेंसधारी अनियंत्रणीय करेगा, ऊर्जा खरीद, गैर-टैरिफ आय आदि) और नियंत्रणीय मानदंडों (एटीएंटसी हानियां, संग्रह क्षमता, और एवं व्यवसाय, पूँजीगत निवेश, पूँजीकरण, मूल्यहास्स, आरओसीई आदि) के कार्य—निष्पादन पर जानकारी पेश करेगा।
- 7.9 लाइसेंसधारी संशोधित एआरआर पेश करेगा और साथ ही वितरण वर्ष के आरंभ होने से पहले के 120 दिनों के संगत टैरिफ समायोजन प्रस्तुत करेगा। संशोधित अनुमान अनियंत्रणीय विभिन्नताओं, संशोधित बिक्री तथा ऊर्जा खरीद अनुमान, मूल्यहास्स, नियोजित पूँजी पर प्रतिक्रिया, लक्ष्यों से अधिक प्राप्त करने के लिए प्रोत्साहन प्रणाली, तथा वर्णित स्वरूपों के अनुसार प्रदाय लक्ष्यों की गुणवत्ता हेतु निष्पादन स्वरूप के क्रियान्वयन के खाते पर लागत में सुधार करने हेतु आवश्यक होगा।

नियंत्रण अवधि के अंत में समीक्षा

- 7.10 नियंत्रण अवधि के अंत में, आयोग यह जांच करेगा कि इन विनियमों में दिए गए सिद्धांतों के क्रियान्वयन को अभिप्रेत लक्ष्यों हेतु प्राप्त किया गया है या नहीं। ऐसा करते हुए, आयोग अन्य बातों के साथ उद्योग संरचना, क्षेत्र आवश्यकता, उपभोक्ता और अन्य स्टेकहोल्डर्स की अपेक्षाओं तथा लाइसेंसधारी की उस समय की आवश्यकता को ध्यान में रखेगा। अधिनियम के उद्देश्यों को पूरा करने के लिए क्षेत्र की आवश्यकताओं के आधार पर, आयोग अगली नियंत्रण अवधि के सिद्धांतों को संशोधित कर सकता है।
- 7.11 नियंत्रण अवधि के अंत आने वाली नियंत्रण अवधि का आरंभ होगा और लाइसेंसधारी उस समान प्रक्रिया का ही अनुसरण करना तब तक जारी रखेगा जब तक कि आयोग द्वारा अन्यथा इसमें कोई बदलाव न हो। आयोग नियंत्रण अवधि के आरंभ में निर्धारित किए गए लक्ष्यों के संबंध में लाइसेंसधारी के कार्य—निष्पादन का विशलेषण करेगा तथा वार्षिक निष्पादन के आधार पर अपेक्षित क्षमता सुधार और अन्य प्रयत्नित कराकर आने वाली नियंत्रण अवधि के आरम्भिक मूल्यों का निर्धारण करेंगे।

क्र8: सामाजिक कार्यों के लिए सरकारी सहायता

- 8.1 उपभोक्ताओं की कोई भी श्रेणी, चाहे वो गरीबी रेखा के नीचे वाले उपभोक्ता हो, स्कूल हो या कोई अरपताल आदि, वे सरकारी सहायता को सभी लक्ष्यों के रूप में प्राप्त करने के इच्छुक होते हैं, वे इस उद्देश्य के लिए दिल्ली के राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र सरकार से मांग करेंगे। यह इच्छुक उपभोक्ताओं के किसी वर्ग के लिए सब्सिडी देने पर विचार करने हेतु दिल्ली की राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र सरकार का अधिकार होगा; वशर्त, सामाजिक कार्यों के लिए राशि और नियंत्रण अवधि के किसी निश्चित वर्ष के लिए सब्सिडी का भुगतान कम से कम चार वर्षों, सामाजिक कार्यों के अधिकार होगा। वशर्त, राज्य सरकार का कोई भी इस प्रकार का अधिकार तब तक कि क्रियान्वयन नहीं होगा, यदि सब्सिडी के भुगतान को इस अनुभाग में निहित प्रावधानों के अनुसार नहीं किया जाता तथा आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ ऑर्डर के जारी होने के दिनांक से लागू होंगे।

क्र9: आवेदन का निस्तारण

- 9.1 आयोग इन विनियमों के अनुसार और व्यवसाय विनियमों के आचरण के अनुसार वितरण लाइसेंसधारी द्वारा बनाए गए नियमों का क्रियान्वयन करेगा।
- 9.2 वितरण लाइसेंसधारी के नियमों, उद्देश्यों / जनता और अन्य स्टेकहोल्डर्स के सुझावों के आधार पर आयोग ऐसे संशोधनों और/या ऐसी रिथरितों के साथ आवेदन को स्वीकार कर सकता है जिन पर विचार किया जा सकता है या जिन्हें उपयुक्त समझा जा सकता है। और आवेदन की रसीद के 120 दिनों के भीतर की समस्याओं तथा जनता और अन्य रटेकहोल्डर्स के सभी सुझावों और उद्देश्यों पर विचार करने के बाद, ऑर्डर में नियंत्रणीय आइटमों के अंतर्निहित लक्ष्यों और चक्रण व्यवसाय के लिए अनुमोदित एआरआर तथा चक्रण टैरिफ और खुदरा प्रदाय व्यवसाय के लिए एआआर होते हैं।

क्र10 : आवधिक समीक्षाएं

- 10.1 वह वार्षिक टैरिफ प्रतिरूप के सुगम क्रियान्वयन को सुनिश्चित करने के लिए, आयोग नियंत्रण अवधि के दौरान लाइसेंसधारी के निष्पादन की आवधिक समीक्षाएं कर सकता है, जिसमें किसी व्यावहारिक समस्याओं, मुददों या अपेक्षित परिणामों की समीक्षाएं की जा सकती हैं।

10.2 वितरण लाइसेंसधारी नियंत्रण अवधि के आरंभ में आयोग द्वारा अनुमोदित लक्ष्यों के विषय में कार्य-निष्पादन को प्राप्त करने के लिए वार्षिक निष्पादन पर वार्षिक समीक्षा के रूप में जानकारी को प्रस्तुत करेगा। इसमें इसके निष्पादन के और नवीन अंकेक्षण खातों सहित खातों के वार्षिक विवरण शामिल होंगे और साथ ही निर्धारित स्वरूपों में विनियामक खातों और इन विनियमों के साथ कार्यकारी टैरिफ के विवरण भी शामिल होंगे।

10.3 लाइसेंसधारी संशोधित सकल राजस्व आवश्यकता और वित्तीय वर्ष के आरंभ होने से पहले के 120 दिनों के संगत टैरिफ समायोजन को प्रस्तुत करेगा।

10.4 आयोग समान वर्णित कारणों के साथ नियंत्रण अवधि के शेषफल के लिए वितरण लाइसेंसधारी के पूर्वविचार में किसी भी प्रकार के संशोधनों को भी निर्दिष्ट करेगा।

क11: पूर्व नियंत्रण अवधि के लिए सुधार

11.1 निष्पादन समीक्षा तथा 2011–12 वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी की विविधताओं के समायोजन को उस अवधि के लागू एमबाईटी विनियमों के अनुसार नियंत्रण अवधि के दौरान विचारणीय समझा जाएगा।

क12: विविध

आदेश और अभ्यास निर्देश जारी करना

12.1 अधिनियम और इन विनियमों के प्रावधान के अधीन, आयोग समय समय पर, इन विनियमों के कार्यान्वयन तथा उन विभिन्न विषयों, जिनके लिए आयोग को निर्देश देने हेतु इन विनियमों द्वारा शक्तिप्रदान की गई है, तथा उसके संबंधित अथवा आकस्मिक मुद्दों पर अपनाई जाने हेतु प्रक्रिया के संबंध में आदेश और अभ्यास निर्देश जारी कर सकता है।

12.2 इन विनियमों में कुछ भी निहित होने के बावजूद भी, आयोग के पास किसी भी लाइसेंसधारी के टैरिफ का निर्धारण करने के लिए लघिकरण या प्रभावित पार्टी द्वारा किए गए निवेदन का अधिकार होता है।

कठिनाइयों दूर करने हेतु शक्तियाँ

12.3 यदि इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को लागू करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, आयोग एक साधारण अथवा विशेष आदेश द्वारा, जो इन विनियमों के प्रावधानों के असंगत नहीं है, कर सकता है अथवा करने का दायित्व ले सकता है अथवा लाइसेंसधारी को करने अथवा ऐसे कार्य करने का दायित्व लेने का निर्देश दे सकता है जो कठिनाइयों को दूर करने के प्रयोजनार्थ आवश्यक अथवा समयोदित प्रतीत होते हैं।

शिथिलीकरण की शक्ति

12.4 आयोग लाक हित में और लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों के साथ, इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को शिथिल कर सकता है।

व्याख्या

12.5 यदि इन विनियमों के किसी भी प्रावधान की व्याख्या के संबंध में कोई प्रश्न उत्पन्न होता है, आयोग का निर्णय अंतिम मान्य होगा।

आयोग की अंतर्निष्ठ शक्तियों का बचाव

12.6 इन विनियमों में अंतर्निष्ठ कुछ भी, एक ऐसी प्रक्रिया अपनाने की आयोग की शक्तियों को सीमित अथवा अन्यथा प्रभावित नहीं करेगा, जो इन विनियमों के किसी भी प्रावधान से वैभिन्नतापूर्ण है, यदि आयोग, मामले की विशेष परिस्थितियों अथवा मामले की श्रेणी के दृष्टिगत और लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट प्रक्रिया से अलग हटना आवश्यक अथवा समयोदित समझा जाएगा।

जांच और अन्वेषण

12.7 इन विनियमों के अधीन सभी जांच, अन्वेषण और न्यायनिर्णय आयोग द्वारा व्यवसाय विनियमों का संचालन के प्रावधानों के अनुसरण में कार्यान्वयन के माध्यम से किए जाएंगे।

संशोधन हेतु शक्ति

12.8 आयोग, लिखित रूप में कारण दर्ज करते हुए, किसी भी समय संशोधन द्वारा इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में किंवित परिवर्तन, परिवर्तन अथवा सुधार कर सकता है।

जयश्री रघुरमन
सचिव

नोट

आयोग ने सार्वजनिक हित में इन विनियमों का हिन्दी संस्करण प्रकाशित किया है, तथापि किसी प्रकार की बुटि की स्थिति में अंग्रेजी संस्करण को प्रमाणिक माना जाए।

परिशिष्ट—I : मुख्यहास अनुसूची

क्र. सं.	संपत्ति का विवरण	उपयोगी जीवन (वर्ष)	दर (%)
1	पूर्ण रासायनिक भूमि	असीमता	0
2	पट्टे के लड्डे भूमि		
(a)	भूमि में नियंत्रण के लिए	पट्टे की अवधि या पट्टे के नियंत्रण पर बची हुई समय-सीमा की अवधि	0
(b)	रथल की साफाई की लागत के लिए	साइट की क्लीनिंग की तिथि तक पट्टे की बची हुई समय-सीमा अवधि	0
3	नई खरीदी गई संपत्तियाँ		
(c)	रायत्र काउंडेशन सहित स्टेशनों को बनाने में संयंत्र और मशीनरी		
(i)	जल विद्युत	35	2.57
(ii)	भारप-विद्युत एनएचआरबी एवं अपरिषिष्ट ऊष्मा पुनःप्राप्ति वॉयलर / रायत्र	25	3.60
(iii)	डीजल विद्युत एवं गैस संयंत्र	15	6.00

(ख)	कूलिंग टावर्स और सर्कुलेटिंग वाटर सिस्टम्स	25	3.60
(ग)	हाइड्रो-इलेक्ट्रिक सिस्टम संबंधी हाइड्रोलिक कार्य, जिसमें शामिल हैं:		
(i)	डेम, स्पिलवे वियर्स, नहरें, रीइनफोर्स्ड कंक्रीट फ्लूम्स व साइफन्स	50	1.80
(ii)	रीइनफोर्स्ड कंक्रीट पाइपलाइंस तथा सर्ज टैंक्स, स्टील पाइपलाइंस, स्लाइस गेट्स, स्टील सर्ज टैंक्स, हाइड्रोलिक कंट्रोल वाल्व्स तथा हाइड्रोलिक कार्य।	35	2.57
(घ)	स्थायी प्रकार के भवन एवं सिविल इंजीनियरिंग निर्माण, जिनका वर्णन ऊपर नहीं किया गया है:		
(i)	कार्यालय और शोरूम	50	1.80
(ii)	थर्मो-इलेक्ट्रिक जनरेटिंग प्लाट युक्त	25	3.60
(iii)	हाइड्रो-इलेक्ट्रिक जनरेटिंग प्लाट युक्त	35	2.57
(iv)	अस्थायी निर्माण जैसे बुड़न स्ट्रक्चर	5	18.00
(v)	कच्ची रोड को छोड़कर अन्य रोड	50	1.80
(vi)	अन्य	50	1.80
(ङ.)	ट्रांसफार्मर, कियोस्क सब-स्टेशन इविंगपेट एवं अन्य फिक्स उपकरण (प्लाट फाउडेशन सहित)		
(i)	ट्रांसफार्मर (फाउडेशन सहित) 100 किलो वॉल्ट एम्पियर तथा अधिक की रेटिंग सहित	25	3.60
(ii)	अन्य	25	3.60
(च)	स्थिरगियर, केबल कनेक्शन्स सहित	25	3.60
(छ)	तड़ित चालक:		
(i)	स्टेशन टाइप	25	3.60
(ii)	पोल टाइप	15	6.00
(iii)	सिंक्रोनस कंडेसर	35	2.57
(ज)	बैटरियां	5	18.00
(झ)	भूमिगत केबल ज्वाइट बाक्स तथा डिस्कनेक्टेड बाक्स सहित	35	2.57
(ञ.)	केबल डक्ट सिस्टम	50	1.80
(ट)	ओवरहेड लाइंस केबल सपोर्ट सहित		
(i)	फैब्रिकेटेड रस्टील पर लाइंस 66 केवी से अधिक टर्मिनल वॉल्टेज पर आपरेटिंग	35	2.57
(ii)	स्टील सपोर्ट पर लाइंस 13.2 केवी से अधिक किंतु 66 केवी से अधिक नहीं टर्मिनल वॉल्टेज पर आपरेटिंग	25	3.60
(iii)	स्टील या रीइनफोर्स्ड कंक्रीट सपोर्ट पर लाइंस	25	3.60
(iv)	ट्रीटेड बुड सपोर्ट पर लाइंस	25	3.60
(ठ)	गीटर	15	6.00
(ड)	सेल्फ प्रोपेल्ड घीकल	5	18.00
(ढ)	एयर कंडीशनिंग प्लाट्स:		
(i)	स्टैटिक	15	6.00
(ii)	पोर्टेबल	5	18.00
(ण)			
(i)	कार्यालय फर्नीचर तथा फर्निशिंग	15	6.00
(ii)	कार्यालय उपस्कर	15	6.00
(iii)	इंटरनल वायरिंग फिटिंग्स और उपकरणों सहित	15	6.00
(iv)	स्ट्रीट लाइट फिटिंग्स	15	6.00
(त)	किराए पर उपकरण:		
(i)	मोटरों के अलाया	5	18.00
(ii)	मोटर	15	6.00
(थ)	संचार उपस्कर		
(i)	रेडियो तथा उच्चतर फ्रीक्वेंसी कैरियर सिस्टम्स	15	6.00
(ii)	टेलीफोन लाइंस तथा टेलीफोन	15	6.00
(द)	पुरानी खरीदी हुई संपत्तियां और वे संपत्तियां जो इस अनुसूची में अन्यथा उपलब्ध नहीं करवायी गई हैं	प्रत्येक मामले में आयोग द्वारा निर्धारित की गई ऐसी उपयुक्त अवधि में खानी द्वारा अधिग्रहण के समय पर संपत्ति की प्रकृति, अवस्था और शर्तों को महत्व प्रदान किया जाता है	

परिशिष्ट 2: चक्रण और खुदरा प्रदाय व्यवसाय के मध्य लागत का पृथक्करण

किसी वितरण कंपनी की प्रारूपिक भूमिका:

1. **वितरण चक्रण कार्य उपभोक्ताओं के लिए ट्रांसमिशन सिस्टम (ट्रांसमिशन की समाप्ति 66 के बीच) से विद्युत के हस्तातरण को शामिल करता है। पारंपरिक रूप से वायर व्यवसाय (ट्रांसमिशन 'जनरेटर समाप्ति' पर होता है) को 'ग्राहक छोर' के भाग के रूप में वर्णित करता है। इसमें पोल, वायर, ट्रांसफॉर्मर आदि के नेटवर्क की सेटिंग करना शामिल होता है, जिससे विद्युत को उपभोक्ताओं तक पहुंचाया जाएं मुख्य गतिविधिया निम्न प्रकार होती है:**
 - (क) वास्तविक नेटवर्क की स्थापना करना – पोल, वायर, ट्रांसफॉर्मर आदि जिससे उपभोक्ताओं को विद्युत की प्रदाय की जा सके
 - (ख) नेटवर्क पोल, वितरण वायर कंपनी की स्थापना करने के लिए सही मार्ग अपनाने के लिए अनुमति लेने हेतु स्थानीय प्रशासन से संपर्क करना चाहिए
 - (ग) नए कनेक्शन – नेटवर्क का विस्तारण या रसायन, ताकि सिस्टम में नए क्षेत्र लोड को जोड़ा जा सके – यह विकास के बढ़ने का विषय हो या घटने का
 - (घ) नेटवर्क के प्रबंधन का विषय – यह सुनिश्चित करना कि नेटवर्क अच्छी रिस्ति में हो, जो किसी भी समय विद्युत की पर्याप्त प्रदाय करने हेतु उपलब्ध हो
 - (ङ.) प्रदाय की गुणवत्ता – उचित कंडक्टर, ट्रांसफॉर्मर लोडिंग, ट्रांसफॉर्मर रखरखाव को प्रबंधित करना, जिससे उपभोक्ता पर्याप्त ऊर्जा के प्रति सुनिश्चित हो जैसे सुनिश्चित वोल्टेज, सुनिश्चित एप्पेयर और फ़ीक्वेंसी
2. **खुदरा प्रदाय कार्य को मर्जन्ट कार्य भी कहा जाता है। खुदरा का अर्थ अंतिम उपभोक्ताओं को विद्युत की बिक्री और वितरण व्यवसाय से होता है। इनमें निम्न मुख्य गतिविधिया निहित होती हैं।**
 - (क) थोक व्यापारी या थोक आपूर्तकारी से विद्युत की अधिप्राप्ति (जैसा कि पहले वर्णित किया जा चुका है, जनरेट की गई इलेक्ट्रिसिटी सीधी ही विभिन्न वोल्टेज पर वायरों के माध्यम से उपभोक्ताओं तक पहुंचाई जाएगी)।
 - (ख) विद्युत का सिद्धांत
 - (ग) विद्युत की बिक्री में निम्न वाणिज्यिक कार्य भी शामिल होंगे
 - (घ) निश्चित प्रभार के भुगतान पर उपभोक्ताओं को नेटवर्क का कनेक्शन और सेवा प्रकार (एलटी – घरेलू वाणिज्यिक, निश्चित वोल्टेज का उद्योग और एचटी – कलोनियां, इंडरिट्रिया, रेलवे आदि) के श्रेणीगत आधार पर लोड के समान किया का वितरण ऊर्जा की खपत के लिए करना।
 - (ङ.) उपभोक्ताओं द्वारा उपयोग की जाने वाली बिजली की मीटिंग – उपभोक्ताओं के परिसर में मीटर लगाना, उनका रखरखाव करना, नियमित अंतरालों पर मीटर की रीडिंग करना और ऊर्जा के लेखांकन पर बिजली को सुनिश्चित करना। वाणिज्यिक हानियों का लेखांकन करना – इसका अर्थ यह है कि ऊर्जा की खपत होगी परंतु इसका बिल नहीं होगा, क्योंकि या तो उपभोक्ता का खाता नहीं है या मीटर की रीडिंग सही से नहीं की गई है या मीटर सही से काम नहीं कर रहा हो या उपभोक्ताओं द्वारा सीधे तौर पर बिजली की चोरी की जा रही हो।
 - (छ) विद्युत प्रदाय का बिल बनाना – जो कनेक्टिड लोड, लोड कारक, ऊर्जा मांग, प्रदायत ऊर्जा, उपभोक्ता सेवा आदि जैसे विभिन्न कारकों पर अक्सर निर्भर करता है और आवधिक अंतरालों पर विनियामक द्वारा अनुमोदित किया जाता है
 - (ज) बिलों का एकत्रण – उपभोक्ताओं के शेष का संग्रहण करने का प्रतिरूप तैयार करना, जैसे अनुभाग कायलिय, बूथ, मोबाइल वैन, इंटरनेट, चेक ड्रॉप बॉक्स, खातों में ऑटो-डेबिट आदि।
 - (झ) सेवा का वियोजन – जो उपभोक्ता के साथ कॉन्ट्रैक्ट के अनुसार होता है, प्रदायकर्ता उपभोक्ताओं को सेवाएं प्रदान न करने की अनुमति देता है। पुनःकनेक्शन को शेष जमा राशि तथा पुनःकनेक्शन प्रभार के भुगतान चुकाने के बाद संभव बनाया जा सकता है

चक्रण एवं खुदरा प्रदाय में वितरण का पृथक्करण

वितरण कंपनी की कुल लागत में निम्न शामिल होता है:

1. **विद्युत की खरीद**
 - (क) क्षमता प्रभार
 - (ख) ऊर्जा प्रभार
2. **प्रचालन और अनुरक्षण व्यय**
 - (क) कर्मचारी लागतें
 - (ख) प्रशासनिक लागतें
 - (ग) आरएवेम लागतें
3. **पूंजी लागत**
 - (क) भूल्पलास
 - (ख) व्याज प्रभार
 - (ग) प्रतिफल

लागत आवर्टन

प्रस्तावित आवर्टन उस आधार वाक्य पर आधारित होता है जिसमें उपभोक्ता मीटर का वितरण ढांचा वायर व्यवसाय के भाग के रूप में निर्भर होता है और उपभोक्ता की मीटर से वितरण ढांचा खुदरा प्रदाय व्यवसाय का एक भाग होता है। चक्रण और खुदरा प्रदाय के मध्य व्यय के आवर्टन के लिए प्रस्तावित दृष्टिकोण को निम्न वर्णित किया गया है:

1. **विद्युत की खरीद**
ट्रांसमिशन प्रभार सहित संपूर्ण ऊर्जा खरीद लागत को खुदरा प्रदाय व्यवसाय के लिए आवंटित किया जाएगा।
2. **पूंजीगत लागत का आवर्टन**
पूंजीगत लागत को आवंटित करने के लिए, यह आवश्यकता होता है कि चक्रण और खुदरा प्रदाय व्यवसाय में वितरण कंपनी के तहत कुल संपत्तियों को विभाजित किया जाए।
वितरण कंपनी खुदरा प्रदाय (हालांकि खुदरा प्रदाय संपत्ति संख्या में कम होगी) से संबंधित संपत्तियों की प्रहचान करेगा और वितरण व्यवसाय के लिए शेष संपत्ति को आवंटित करेगा। मुख्य घटक जो किसी खुदरा प्रदाय कंपनी की संपत्ति किताब में वर्णित होंगे, वे मीटर और विलिंग उपकरण (कंप्यूटर आदि) होंगे।

अधिकतर संयंत्र और मशीनरी तथा लाइंसें और केवल आधारित संपत्तियां वितरण संपत्तियों के भाग होंगे, जिन्हें वितरण व्यवसाय के लिए आवंटित किया जा सकता है। अन्य नियत संपत्तियां जैसे विलिंग, ऑफिस उपकरण, फर्नीचर और फिक्वर, वाहन आदि को प्रमुख उपयोग अवधारणा के आधार पर विभाजित किया जा सकता है।

- (क) मूल्यहास: प्रत्येक कार्य की नियत संपत्ति के आवंटन के आधार पर, प्रत्येक संपत्ति के मूल्यहास को क्रमशः उप-समूहों में आवंटित किया जा सकता है।
- (ख) व्याज एवं वित्तीय प्रभार: वितरण कंपनी या तो प्रत्येक व्यवसाय हेतु लिए गए क्रण को निर्धारित करेगा जो व्यवसाय की प्रकृति पर आधारित होगा या संपत्ति आवंटन के अनुभाव के आधार पर आवंटित करेगा। व्याज एवं वित्तीय प्रभारों को निर्धारित क्रण के आधार पर संबंधित कार्य हेतु प्रभारित किया जा सकता है।
- (ग) प्रतिकल: प्रतिकल के चक्रण तथा खुदरा प्रदाय व्यवसाय के मध्य नियत संपत्तियों के प्रस्तावित अनुपात पर आवंटित किया जाएगा।

3. संचालन एवं व्यवस्थन (ओएवएम) व्यय

ओएवएम व्ययों के लिए प्रस्तावित आवंटन को निम्न प्रकार वर्णित किया जाता है:

- (अ) नियोजित लागत: खुदरा प्रदाय व्यवसाय के तहत नियोजित आवश्यकता के आधार पर नियोजित लागत को अलग करना। वितरण कंपनी उस नियोजन की सख्ती का भूत्याकृत भर सकती है जो खुदरा प्रदाय व्यवसाय के हिस्से आवंटित की जा सकती है। इस भूत्याकृत का आगृह के नियम के आधार पर किया जा सकता है।
 - i. ऊर्जा खरीद टीम/प्रभाग को खुदरा प्रदाय व्यवसाय के लिए आवंटित किया जा सकता है।
 - ii. बीटरिंग, बिलिंग और संग्रहण में शामिल कर्मचारियों द्वारा सख्ती को खुदरा प्रदाय व्यवसाय के हिस्से आवंटित किया जा सकता है, और
 - iii. कोई भी अन्य जिसे वितरण कंपनी प्राप्तगिक समझती है।
- शेष कर्मचारियों को चक्रण व्यवसाय के लिए समझा जाएगा। वितरण लाइसेंसधारी कर्मचारियों को सही को प्रिभिन्न रूपों पर संकलित करेगा और समान को उक्त वर्गीकृत दृष्टिकोण के लिए आवंटित करेगा। इसके बाद प्रिभिन्न लागत रखते ही चक्रण और खुदरा प्रदाय के मध्य अवंटित हो जाएगी, जो संबंधित व्यवसाय हेतु आवंटित नियोजनों पर आधारित होगा। नियोजित भूत्याकृत वर्ग के व्यवसाय के आवारार में विचार किया जाएगा।
- (ख) एएवंजी लागत: नियुत खरीद, बीटरिंग, बिलिंग और संग्रहण, खुदरा प्रदाय व्यवसाय से संबंधित झट्ट पर वित्तीय व्ययों से संबंधित एएवंजी व्ययों को खुदरा प्रदाय व्यवसाय हेतु आवंटित किया जाएगा। ऐसीपैकी, एलपीएससी, एटटी का किराया आदि जैसे कार्यालय खर्चों को प्रमुख उपयोग अनुसार्यों के आधार पर चक्रण और खुदरा प्रदाय व्यवसाय के मध्य विभाजित किया जाएगा।
- (ग) आरएवएम व्यय: आरएवएम व्ययों को चक्रण एवं खुदरा प्रदाय व्यवसाय के मध्य नियत संपत्ति के प्रस्तावित अनुपात पर आवंटित किया जाएगा। अधिक सटीकता प्राप्त करने के उद्देश्य के लिए, आवंटन को चक्रण तथा खुदरा प्रदाय व्यवसाय के तहत वर्गीकृत अनुपात में आने वाले नियित संपत्ति वर्ग से संबंधित आरएवएम लप-प्रभाग को आवंटित करते हुए विभाजित किया जाना चाहिए, अर्थात् आरएवएम (संयंत्र एवं मरीनरी) को चक्रण एवं खुदरा प्रदाय व्यवसाय के तहत वर्गीकृत अनुपात में आवंटित किया जा सकता है।

अन्य/विविध व्यय

उपरोक्त वर्णित व्ययों के अलावा, खुदरा प्रदाय व्यवसाय उपभोक्ता सुरक्षा जमा पर व्याज, युआई प्रभार, एलपीएससी के वित्तपोषण के लिए व्ययों हेतु भी जिम्मेदार होगा।

DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

NOTIFICATION

Delhi, the 19th January, 2012

Regulations on Terms & Conditions for Determination Generation Tariff

No. F. 3(290)/Tariff/DERC/2011-12/C.F. 3180 – The Commission having deliberated on the draft Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Generation Tariff) Regulations 2011 and after having considered the responses received from various stakeholders and in exercise of powers vested under the Electricity Act, 2003, hereby approves the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms & Conditions for Determination of Generation Tariff) Regulations, 2011.

A1: SHORT TITLE, COMMENCEMENT AND EXTENT

- 1 These Regulations shall be called “Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Generation Tariff) Regulations, 2011”.
- 2 These Regulations shall extend to the whole of National Capital Territory of Delhi.
- 3 These Regulations shall come into force on April 1, 2012 and unless reviewed earlier or extended by the Commission shall remain in force for a period of three year from the date of commencement.
- 4 Provided that where a Project, or a part thereof, has been declared under commercial operation before the date of commencement of these Regulations and whose Tariff has not been finally determined by the Delhi Electricity Regulatory Commission till that date, tariff in respect of such Project or such part thereof, as the case may be, for the period ending 31.3.2012 shall be determined in accordance with the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Generation Tariff) Regulations, 2007.

A2: DEFINITIONS AND INTERPRETATION

- 1 In these Regulations, unless the context otherwise requires-
 - (i) “Act” means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), including amendments thereto;
 - (ii) “Additional Capitalisation” means the capital expenditure incurred or projected to be incurred, after the date of commercial operation of the project and admitted by the Commission after prudence check, subject to provisions of clause A6:8, A6:10 of these Regulations;
 - (iii) “Applicant” means a generating company who has made an application for determination of tariff or an application for annual performance review in accordance with the Act and these Regulations and includes a generating company

- whose tariff is the subject of a review by the Commission either *suo motu* or on a petition filed by any interested or affected person or as part of an annual performance review;
- (iv) "**Auxiliary Energy Consumption**" or "**AUX**" in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, and transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the Units of the generating station;
- (v) "**Auditor**" means an auditor appointed by the generating company in accordance with the provisions of sections 224, 233B and 619 of the Companies Act, 1956 (1 of 1956), or any other law for the time being in force;
- (vi) "**Base Year**" means the Financial Year immediately preceding the first year of the Control Period, and used for the purposes of these Regulations;
- (vii) "**Beneficiary**" in relation to a generating station means the person purchasing electricity generated at such a generating station whose tariff is determined under these Regulations;
- (viii) "**Block**" in relation to a combined cycle thermal generating station includes combustion turbine-generator, associated waste heat recovery boiler, connected steam turbine-generator and auxiliaries;
- (ix) "**CERC**" means the Central Electricity Regulatory Commission;
- (x) "**Change in Law**" means occurrence of any of the following events:
- (i) the enactment, bringing into effect, adoption, promulgation, amendment, modification or repeal of any law; or
 - (ii) change in interpretation of any law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality which is the final authority under law for such interpretation; or
 - (iii) change by any competent statutory authority, in any consent, approval or licence available or obtained for the project.
- (xi) "**Commission**" means the Delhi Electricity Regulatory Commission;
- (xii) "**Conduct of Business Regulations**" means the Delhi Electricity Regulatory Commission Comprehensive (Conduct of Business) Regulations, 2001, as amended from time to time;
- (xiii) "**Control Period**" means a multi-year period fixed by the Commission, from 1st April 2012 and up to 31st March 2015;
- (xiv) "**Cut off Date**" means 31st March of the year closing after two years of the year of commercial operation of the project, and in case the project is declared under commercial operation in the last quarter of a year, the cut-off date shall be 31st March of the year closing after three years of the year of commercial operation;
- (xv) "**Date of Commercial Operation**" or '**COD**' in relation to a unit or block of the thermal generating station, the date declared by the generating company after demonstrating the maximum continuous rating (MCR) or the installed capacity (IC) through a successful trial run after notice to the beneficiaries, from 0000 hour of which scheduling process as per the Indian Electricity Grid Code (IEGC) is fully implemented and in relation to the generating station as a whole the Date of Commercial Operation of the last unit or block of the generating station;
- (xvi) "**Day**" means the 24 hour period starting at 0000 hour;
- (xvii) "**Declared Capacity**" or '**DC**' in relation to a generating station means, the capability to deliver ex-bus electricity in MW declared by such generating station in relation to any time-block of the day or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel or water, and subject to further qualification in the relevant regulation;
- (xviii) "**Expenditure Incurred**" means the fund, whether the equity or debt or both, actually deployed and paid in cash or cash equivalent, for creation or acquisition of a useful asset and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released;
- (xix) "**Financial Year**" means a period commencing on 1st April of a calendar year and ending on 31st March of the subsequent calendar year;
- (xx) "**Gross Calorific Value**" or '**GCV**' in relation to a thermal generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;

- (xxi) "**Gross Station Heat Rate**" or 'GHR' means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;
- (xxii) "**Infirm Power**" means electricity injected into the grid prior to the commercial operation of a unit or block of the generating station;
- (xxiii) "**Installed Capacity**" or 'IC' means the summation of the name plate capacities of all the Units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals), approved by the Commission from time to time;
- (xxiv) "**Maximum Continuous Rating**" or 'MCR' in relation to a unit of the thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, and in relation to a Block of a combined cycle thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer with water/steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions;
- (xxv) "**Normative Annual Plant Availability Factor**" or 'NAPAF' in relation to a generating station means the availability factor specified in clause A7:1 and clause A7:9 of these Regulations;
- (xxvi) "**Operation and Maintenance Expenses**" or 'O&M expenses' means the expenditure incurred on operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and overheads;
- (xxvii) "**Original Project Cost**" means the capital expenditure incurred by the generating company, within the original scope of the project up to the cut-off date as admitted by the Commission;
- (xxviii) "**Plant Availability Factor (PAF)**" in relation to a generating station for any period means the average of the daily declared capacities (DCs) for all the days during that period expressed as a percentage of the installed capacity in MW reduced by the normative auxiliary energy consumption.
- (xxix) "**Project**" means a generating station;
- (xxx) "**State Load Dispatch Centre**" or 'SLDC' means the centre established by the State Government for purposes of exercising the powers and discharging the functions under Section 31 of the Act;
- (xxxi) "**Scheduled Energy**" means the quantum of energy scheduled by the State Load Despatch Centre to be injected into the grid by a generating station over a day;
- (xxxii) "**Scheduled Generation**" or 'SG' at any time or for any period or time-block means schedule of generation in MW or MWh ex-bus, given by the State Load Despatch Centre;
- (xxxiii) **Note**
 (xxxiv) For the open cycle gas turbine generating station or a combined cycle generating station if the average frequency for any time-block, is below 49.52 Hz but not below 49.02 Hz and the scheduled generation is more than 98.5% of the declared capacity, the scheduled generation shall be deemed to have been reduced to 98.5% of the declared capacity, and if the average frequency for any time-block is below 49.02 Hz and the scheduled generation is more than 96.5% of the declared capacity, the scheduled generation shall be deemed to have been reduced to 96.5% of the declared capacity.
- (xxxv) "**Small Gas Turbine Generating Station**" means and includes open cycle gas turbine or combined cycle generating stations with gas turbines in the capacity range of 50 MW or below;
- (xxxvi) "**State**" means the National Capital Territory of Delhi;
- (xxxvii) "**Unit**" in relation to a thermal generating station other than combined cycle thermal generating station means steam generator, turbine-generator and auxiliaries, or in relation to a combined cycle thermal generating station, means turbine-generator and auxiliaries.
- (xxxviii) "**Useful life**" in relation to a unit of a Coal / Gas based thermal generating station from the COD shall be 25 years.

2 Words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act shall have meaning assigned to them under the Act.

3 All proceedings under these Regulations shall be governed by the Conduct of Business Regulations.

A3: SCOPE OF REGULATIONS AND EXTENT OF APPLICATION

1 These Regulations shall apply in all cases of determination of generation tariff under Section 62 of the Act, for supply of electricity to a distribution licensee by existing generating stations, but shall not apply where tariff has been determined through the transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government as per the provisions of Section 63 of the Act.

2 Subject to the provisions of the Act, Rules and Policies, any new generating station which comes up in future and proposes to supply electricity to a distribution licensee of the State shall be subjected to the norms prescribed under these Regulations by the Commission, unless it proposes to supply electricity through bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government as per provisions of Section 63 of the Act.

A4: DETERMINATION OF GENERATION TARIFF**1 Existing Generating Station:**

Where the Commission has, at any time prior to the notification of these Regulations, approved a Power Purchase Agreement (PPA) or arrangement between a generating company and a Beneficiary, or has adopted the tariff contained therein for supply of electricity from an existing generating station then the tariff for supply of electricity by the generating company to the Distribution Licensee shall be in accordance with such PPA or arrangement for such period as may be so approved or adopted by the Commission, to the extent of existing Installed Capacity as contained in the PPA.

2 New Generating Station:

(i) Where the generating station has been declared under commercial operation from a date after the issue of these Regulations or on or after April 1, 2012, the tariff for supply of electricity by the generating company shall be decided in accordance with these Regulations.

A5: GENERAL APPROACH AND GUIDING PRINCIPLES

1 The Commission in specifying these Regulations shall be guided by the principles contained in Sections 61 and 62 of the Act to encourage competition, efficiency, economical use of resources, good performance and optimum investments.

2 The Commission shall adopt Multi Year Tariff Framework for determination of tariff for each year of the Control Period.

3 The Multi Year Tariff framework shall be based on the following:

- (i) Business Plan of the generating company (plant wise separately) for the entire Control Period to be submitted to the Commission for approval, prior to the start of the Control Period;
- (ii) Applicant's forecast of expected tariff for sale of power for each year of the Control Period, based on reasonable assumptions of the underlying financial and operational parameters, as submitted in the Business Plan;
- (iii) Trajectory for specific parameters shall be stipulated by the Commission, where the performance of the Applicant is sought to be improved through incentives and disincentives;
- (iv) Annual review of performance shall be conducted vis-à-vis the approved forecast.

Baseline

4 The baseline values (operating and cost parameters) for the Control Period shall be determined by the Commission and shall be based on the approved values by the Commission, latest accounting statements, estimate of the actuals for the relevant year and other factors considered appropriate by the Commission.

5 The Commission shall normally not revisit the performance targets even if the targets are fixed on the basis of un-audited accounts.

Capital Investment

6 Subject to the provisions of Act, Rules and Policies, the Commission shall approve capital investment plan of an existing generating company for the Control Period commensurate with generation capacity growth. The investment plan shall also include corresponding capitalisation schedule and financing plan.

7 For the Annual Performance Review, Generation Company shall submit the actual capital expenditure incurred and capitalisation during the year under review along with the Annual Performance Review Filing.

8 The Commission shall review actual capital expenditure incurred and capitalisation at the end of each year of the Control Period vis-à-vis the approved capital expenditure and capitalisation schedule. Based on true up capital expenditure and capitalisation, the Commission shall true up Return on Capital Employed (RoCE) and depreciation while trueing up for any year of the Control Period. The Commission may also revise the capital expenditure and capitalisation for remaining years of the Control Period based on true up capital expenditure and capitalisation for any year.

9 Capital expenditure shall normally be incurred by the generating company after the approval of the Commission.

Performance Targets

10 The Commission shall set targets for each year of the Control Period for the items or parameters that are deemed to be "controllable" and which includes:

- (i) Gross Station Heat Rate;

- (ii) Normative Annual Plant Availability Factor;
- (iii) Auxiliary Energy Consumption;
- (iv) Secondary Fuel Oil Consumption;
- (v) Operation and Maintenance Expenses;
- (vi) Financing Cost which includes cost of debt (interest), cost of equity (return); and
- (vii) Depreciation.

11 Any financial loss on account of underperformance on targets for parameters specified in Clause 10 (a) to (e) is not recoverable through tariffs. Similarly, any financial gain on account of over-performance with respect to these parameters is to the generating company's benefit and shall not be adjusted in tariffs.

12 Depreciation, Interest on Loans and Return on Equity shall be true up every year based on the actual capital expenditure and actual capitalisation vis-à-vis capital investment plan (capital expenditure and capitalisation) approved by the Commission:

Provided that any surplus or deficit in Working Capital shall be to the account of the Licensee and shall not be true up in ARR:

13 Provided further that the Commission shall not true up the interest rate, if variation in State Bank of India Base Rate as on April 1, 2012, is within +/- 1% during the Control Period. Any increase / decrease in State Bank of India Base Rate beyond +/- 1% only shall be true up.

A6: PRINCIPLES FOR DETERMINATION OF TARIFF

Capital Cost of the Project

1 Capital cost for a Project shall include :

- (a) the expenditure incurred or projected to be incurred, including interest during construction and financing charges, any gain or loss on account of foreign exchange risk variation during construction on the loan - (i) being equal to 70% of the funds deployed, in the event of the actual equity in excess of 30% of the funds deployed, by treating the excess equity as normative loan, or (ii) being equal to the actual amount of loan in the event of the actual equity less than 30% of the funds deployed, - up to the date of commercial operation of the project, as admitted by the Commission, as admitted by the Commission after prudence check shall form the basis for determination of tariff;
- (b) capitalised initial spares subject to the ceiling norms specified as under:
 - i. Coal-based thermal generating stations – 2.5 % of original project cost
 - ii. Gas Turbine/Combined Cycle thermal generating stations- 4.0% of original project cost

Provided that where the benchmark norms for initial spares have been published as part of the benchmarks for capital cost under first proviso to clause 3 of these Regulations, such norms shall apply to the exclusion of the norms specified herein.

- (c) additional capital expenditure determined under clause 8 and 10 of these Regulation

2 Provided that the assets forming part of the Project, but not in use shall be taken out of the capital cost.

3 The capital cost admitted by the Commission after prudence check shall form the basis for determination of tariff.

4 Provided that in case of the thermal generating station prudence check of capital cost may be carried out based on the benchmark norms to be specified by the CERC from time to time:

5 Provided further that in cases where benchmark norms have not been specified, prudence check may include scrutiny of the reasonableness of the capital expenditure, financing plan, interest during construction, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff.

6 Provided also that where the power purchase agreement entered into between the generating company and the beneficiaries provide for ceiling of actual expenditure, the capital expenditure admitted by the Commission shall take into consideration such ceiling for determination of tariff.

7 Provided also that in case of the existing projects, the capital cost admitted by the Commission prior to 1.4.2012 duly true up excluding un-discharged liability, if any, as on 1.4.2012 and the additional capital expenditure projected to be incurred for the respective year of the Control Period 2012-15, as may be admitted by the Commission, shall form the basis for determination of tariff.

Additional Capitalisation

8 The capital expenditure incurred or projected to be incurred, on the following counts within the original scope of work, after the date of commercial operation and up to the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Undischarged liabilities;
- (ii) Works deferred for execution;
- (iii) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, subject to the provisions under clause 1.3 of these Regulations;
- (iv) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court; and

(v) Change in law.

9 Provided that the details of works included in the original scope of work along with estimates of expenditure, undischarged liabilities and the works deferred for execution shall be submitted along with the application for determination of tariff.

10 The capital expenditure incurred on the following counts after the cut-off date may, in its discretion, be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court.
- (ii) Change in law.
- (iii) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work.
- (iv) In case of gas/liquid fuel based open/combined cycle thermal generating stations, any expenditure which has become necessary on renovation of gas turbine after 15 years of operations from its COD and the expenditure necessary due to obsolescence or non-availability of spares for successful and efficient operation of the stations;
- (v) Provided that any expense included in R&M on consumables and cost of components and spares, which is generally covered in the R&M expenses during the major overhaul of gas turbine shall be suitably deducted after due prudence check from the R&M expenditure to be allowed
- (vi) Any capital expenditure found justified after prudence check necessitated on account of modification required or done in fuel receipt system arising due to non-materialisation of fuel coal linkage in respect of thermal generating station as result of circumstances not within the control of generating station.
- (vii) Any undercharged liability towards final payment/withheld payment due to contractual exigencies for work executed within the cut-off date, after prudence check of the details of such deferred liability, total estimated cost of package, reason for such withholding of payment and release of such payment etc.
- (viii) Any other capital expenditure for meeting the operational requirement including change in nature of input parameters, environment requirement and efficiency improvement etc.

Sale of Infirm Power

12 Supply of infirm power shall be accounted as Unscheduled Interchange (UI) and paid for from the regional or State UI pool account at the applicable frequency-linked UI rate.

13 Provided that any revenue earned by the generating company from sale of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be applied for reduction in capital cost.

Debt-Equity Ratio

14 For generating stations mentioned in the Transfer Scheme, dated July 1, 2002, the amount of loan capital shall be equal to the sum of the outstanding balance of all long term loans taken to finance the generating station, at the commencement of the Financial Year for which tariff is to be determined, as reflected in the tariff orders of the Commission.

15 The equity capital for generating stations mentioned in the Transfer Scheme, dated July 1, 2002 shall be taken as specified therein. Any fresh addition in equity after July 1, 2002 as may be approved by the Commission shall also be considered.

16 For a project declared under commercial operation on or after 1.4.2012, if the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

- (i) Provided that in case of a generating station where equity employed is more than 30%, the amount of equity for determination of tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as the normative loan;
- (ii) Provided so that in case of a generating station where actual equity employed is less than 30%, the actual debt and equity shall be considered for determination of tariff.

17 In case of the generating station declared under commercial operation prior to 1.4.2012, debt-equity ratio allowed by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2012 shall be considered.

18 Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after 1.4.2012 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of tariff, and renovation and modernisation expenditure for life extension the normative debt-equity ratio shall be considered to be 1:30 for determination of tariff:

- (i) Provided that in case of a generating station where equity employed is more than 30%, the amount of equity for determination of tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as the normative loan;
- (ii) Provided also that in case of a generating station where actual equity employed is less than 30%, the actual debt and equity shall be considered for determination of tariff.

Renovation and Modernisation

19 The generating company, for meeting the expenditure on renovation and modernization (R&M) for the purpose of extension of life beyond the useful life of the generating station or a unit thereof, shall make an application before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, record of consultation with beneficiaries and any other information considered to be relevant by the generating company.

20 Where the generating company, makes an application for approval of its proposal for renovation and modernisation, the approval shall be granted after due consideration of reasonableness of the cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

21 Any expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on the estimates of renovation and modernization expenditure and life extension, and after deducting the accumulated depreciation already recovered from the original project cost, shall form the basis for determination of tariff.

22 The generating company in case of thermal generating station, may, in its discretion, avail of a special allowance either for a Unit or a group of Units as compensation for meeting the requirement of expenses including Renovation and Modernization beyond the Useful life of the generating station or a Unit thereof, and in such an event revision of the capital cost shall not be considered and the applicable operational norms shall not be relaxed but the special allowance shall be included in the annual fixed cost.

23 Provided also that such option shall not be available for a generating station or unit for which renovation and modernization has been undertaken and the expenditure has been admitted by the Commission before commencement of these Regulations, or for a generating station or unit which is in a depleted condition or operating under relaxed operational and performance norms.

24 A generating company (coal-based thermal generating station) on opting for the alternative in the clause 22 of these Regulations, shall be allowed special allowance @ Rs. 5.91 lakh/MW/year in 2012-13 and thereafter escalated @ 5.72% every year during the Control Period 2012-15, unit-wise from the next financial year from the respective date of the completion of useful life with reference to the date of commercial operation of the respective unit of generating station:

Provided that in respect of a unit in commercial operation for more than 25 years as on 1.4.2012, this allowance shall be admissible from the year 2012-13.

Interest and Finance Charges

25 Interest and finance charges on loan capital shall be computed on the outstanding loans, bond or non convertible debentures as on 31.03.2012 approved by the Commission and additional loan approved during each year of the Control Period.

26 The loan repayment for each year of the Control Period 2012-15 shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for that year.

27 The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio at the beginning of each year applicable to the project.

28 Provided that if there is no actual loan for a particular year but normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest shall be considered;

29 Provided further that if the generating station, as the case may be, does not have actual loan, then the weighted average rate of interest of the generating company as a whole shall be considered;

30 The interest on loan shall be calculated on the normative average loan of the respective years by applying the weighted average rate of interest.

31 The interest rate on the amount of equity in excess of 30% treated as notional loan shall be the weighted average rate of the loans of the respective years and shall be further limited to the prescribed rate of return on equity in the Regulation:

- (i) Provided that all loans considered for this purpose shall be identified with the assets created;
- (ii) Provided that interest and finance charges of re-negotiated loan agreements shall not be considered, if they result in higher charges;
- (iii) Provided further that interest and finance charges on capital works in progress shall be excluded and shall be considered as part of the capital cost;
- (iv) Provided further that neither penal interest nor overdue interest shall be allowed for computation of Tariff.

32 Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

33 The generating company shall make every effort to re-finance the loan as long as it results in net savings on interest and in that event the costs associated with such re-financing shall be borne by the beneficiaries and the net savings shall be shared between the beneficiaries and the generating company, as the case may be, in the ratio of 2:1.

34 The changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing.

35 In case of dispute, any of the parties may make an application in accordance with the Conduct of Business Regulations, as amended from time to time.

36 Provided that the beneficiaries shall not withhold any payment on account of the interest claimed by the generating company during the pendency of any dispute arising out of re-financing of loan

Working Capital

37 The Commission shall calculate the Working Capital requirement for coal-based generating stations as follows:

- (i) Cost of coal for 1.5 months for pithead generating stations and 2 months for non-pithead generating stations for generation corresponding to the Normative Annual Plant Availability Factor;
- (ii) Cost of secondary fuel oil for two months for generation corresponding to the Normative Annual Plant Availability Factor, and in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock for the main secondary fuel oil;
- (iii) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses specified in clause 54- 71 of these Regulations;
- (iv) O&M expenses for 1 month; and
- (v) Receivables equivalent to 2 months of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the Normative Annual Plant Availability Factor.

38 For Open-cycle Gas Turbine/Combined Cycle thermal generating stations, the working capital requirements shall be calculated using the following components:

- (i) Fuel expenses for 1 month corresponding to the Normative Annual Plant Availability Factor, duly taking into account mode of operation of the generating station on gas fuel and liquid fuel;
- (ii) Liquid fuel stock for $\frac{1}{2}$ month corresponding to the Normative Annual Plant Availability Factor duly taking into account mode of operation of the generating station of gas fuel and liquid fuel, and in case of use of more than one liquid fuel, cost of main liquid fuel;
- (iii) Maintenance spares @ 30% of operation and maintenance expenses specified in clause 54- 71 of these Regulations;
- (iv) Receivables equivalent to two months of capacity charge and energy charge for sale of electricity calculated on Normative Annual Plant Availability factor, duly taking ; and
- (v) O&M expenses for 1 month.

39 The cost of fuel in cases covered under sub-clauses (a) and (b) of clause 37 and 38 of these Regulations shall be based on the landed cost incurred (taking into account normative transit and handling losses) by the generating company and gross calorific value of the fuel as per actual for the three months preceding the first month for which tariff is to be determined and no fuel price escalation shall be provided during the Control Period.

Interest on Working Capital

40 Rate of interest on working capital shall be on normative basis and shall be equal to Base Rate of State Bank of India plus 350 basis points as on 1.4.2012 or on 1st April of the year in which the generating station or a unit thereof is declared under commercial operation, whichever is later.

41 Interest on working capital shall be payable on normative basis notwithstanding that the generating company has not taken working capital loan from any outside agency or has exceeded the working capital loan based on the normative figures.

Depreciation

42 Depreciation shall be calculated for each year of the Control Period, on the amount of Capital Cost of the Fixed Assets as admitted by the Commission;

- (i) Provided that depreciation shall not be allowed on assets funded by any capital subsidy / grant.

43 Depreciation for each year of the Control Period shall be determined based on the methodology as specified in these Regulations along with the rates and other terms specified in Appendix-I of these Regulations.

44 Depreciation shall be calculated annually, based on the straight line method, over the useful life of the asset. The base value for the purpose of depreciation shall be capital cost of the asset as admitted by the Commission.

45 Provided that, the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from the date of commercial operation shall be spread over the balance useful life of the assets.

46 In case of the existing Projects, the balance depreciable value as on 1.4.2012 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation including Advance Against Depreciation as admitted by the Commission upto 31.3.2012 from the gross depreciable value of the assets. The rate of depreciation shall be continued to be charged at the rate specified in Appendix-I till cumulative depreciation reaches 70%. Thereafter the remaining depreciable value shall be spread over the remaining life of the asset such that the maximum depreciation does not exceed 90%.

47 The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed upto a maximum of 90% of the capital cost of the asset. Land is not a depreciable asset and its cost shall be excluded while computing 90% of the original cost of the asset. In the event of Renovation and Modernization expenditure affecting the life of the asset, the depreciation shall be allowed upto a maximum of 90% of the cost of the asset within the enhanced life span of the asset.

48 Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on a *pro rata* basis.

Return on Equity

49 Return on equity shall be computed on the equity determined in accordance with clauses 14 - 18 of these Regulations and shall be 14% (post tax);

50 Provided that return on equity invested in work in progress shall be allowed from the Date of Commercial Operation.

Tax on Income

51 Tax on the income streams of the generating company shall be recovered from the beneficiaries. Tax on income, if any, liable to be paid shall be limited to tax on return on the equity component of capital employed. Any additional tax liability on account of incentive due to improved performance like higher availability, lower station heat rate, lower auxiliary consumption, lower O&M Expenses etc and other income shall not be considered:

52 Provided that the deferred tax liability, excluding Fringe Benefit Tax, for the period up to 31st March, 2012 whenever it materializes, shall be recoverable directly from the beneficiaries and the long-term customers.

53 The actual assessment of income tax should take into account benefits of tax holiday, and the credit for carry forward losses applicable as per the provisions of the Income Tax Act 1961 shall be passed on to the consumers.

Operation and Maintenance Expenses

54 Normative Operation and Maintenance (O&M) expenses shall comprise the following:

- (i) Salaries, wages, pension contribution and other employee costs;
- (ii) Administrative and General costs;
- (iii) Repairs and maintenance; and
- (iv) Other miscellaneous expenses.

55 Existing Generating Stations: O&M expenses permissible towards ARR for each year of the Control Period shall be determined using the formula detailed below:

$$56 \quad O\&M_n = (R\&M_n + EMP_n + A\&G_n) * (1 - X_n)$$

57 Where,

$$58 \quad R\&M_n = K * GFA_{n-1};$$

$$59 \quad EMP_n + A\&G_n = (EMP_{n-1} + A\&G_{n-1}) * (INDEX); \text{ and}$$

$$60 \quad INDEX = 0.55 * CPI + 0.45 * WPI$$

61 EMP_n – Employee Costs of the Licensee for the n^{th} year;

62 $A\&G_n$ – Administrative and General Costs of the Licensee for the n^{th} year;

63 $R\&M_n$ – Repair and Maintenance Costs of the Licensee for the n^{th} year;

64 X_n is an efficiency factor for n^{th} year. Value of X_n shall be determined by the Commission in the MYT Tariff order based on Applicant's filing, benchmarking, approved cost by the Commission in past and any other factor the Commission feels appropriate.

65 Where,

66 'K' is a constant (could be expressed in %). Value of K for each year of the Control Period shall be determined by the Commission in the MYT Tariff order based on Applicant's filing, benchmarking, approved cost by the Commission in past and any other factor considered appropriate by the Commission;

67 INDEX - Inflation Factor to be used for indexing. Value of INDEX shall be a combination of the Consumer Price Index (CPI) and the Wholesale Price Index (WPI) for immediately preceding five years before the base year;

68 The Applicant shall submit details of O&M expenses as required by the Commission. The O&M expenses for the Base Year shall be determined based on latest accounting statements, estimates of the generating company for relevant years and other factors considered relevant.

New Generating Stations:

70 Normative O&M expenses (in Rs lakhs/ MW) permissible towards determination of tariff for each year of the Control Period shall be as follows:

(i) Coal based Thermal Power Stations:

Year	200/210/250 MW sets	300/330/350 MW sets	500 MW sets	500 MW and above sets
2012-13	21.51	18.91	15.36	13.82
2013-14	22.74	19.99	16.24	14.62
2014-15	24.04	21.13	17.17	15.45

(ii)

Provided that the above norms shall be multiplied by the following factors for additional units in respective unit sizes for the units whose COD occurs on or after 1.4.2012 in the same station:

200/210/250 MW	Additional 5th & 6th units Additional 7th & more units	0.9 0.85
300/330/350 MW	Additional 4th & 5th units Additional 6th & more units	0.9 0.85
500 MW and above	Additional 3rd & 4th units Additional 5th & above units	0.9 0.85

(iii) Open Cycle Gas Turbine / Combined Cycle generating Stations (Rs in lakh/MW):

Year	Gas Turbine/ Combined Cycle Small gas turbine power generating stations other than small stations gas turbine power generating stations	Small gas turbine power generating stations
2012-13	17.49	27.06
2013-14	18.49	28.61
2014-15	19.55	30.24

71 In case of coal-based thermal generating station a separate compensation allowance unit-wise shall be admissible to meet expenses on new assets of capital nature including in the nature of minor assets, in the following manner from the year following the year of completion of 10, 15, or 20 years of useful life:

Years of operation	Compensation Allowance (Rs. Lakh/MW/year)
0-10	Nil
11-15	0.15
16-20	0.35
21-25	0.65

Expenses on secondary fuel oil consumption

72 Expenses on secondary fuel oil in Rupees shall be computed corresponding to normative secondary fuel oil consumption (SFC) specified in clause A7:9 of these Regulations, in accordance with the following formula:

$$73 \quad = SFC \times LPSFi \times NAPAF \times 24 \times NDY \times IC \times 10$$

74 Where,

75 SFC - Normative Specific Fuel Oil consumption in ml/kWh

76 LPSFi - Weighted Average Landed Price of Secondary Fuel in Rs./ml considered initially

77 NAPAF - Normative Annual Plant Availability Factor in percentage

78 NDY - Number of days in a year

79 IC - Installed Capacity in MW

80 Initially, the landed cost incurred by the generating company on secondary fuel oil shall be taken based on actuals of the weighted average price of the three preceding months and in the absence of landed costs for the three preceding months, latest procurement price for the generating station, before the start of the year.

81 The secondary fuel oil expenses shall be subject to fuel price adjustment at the end of the each year of Control Period as per following formula:

$$\text{SFC} \times \text{NAPAF} \times 24 \times \text{NDY} \times \text{IC} \times 10 \times (\text{LPSFy} - \text{LPSFi})$$

Where,

LPSFy = The weighted average landed price of secondary fuel oil for the year in Rs. /ml

82 The savings on account of secondary fuel oil consumption in relation to norms specified in clause A7:9 of these Regulations, shall be shared with beneficiaries in the ratio of 50:50, in accordance with the following formula at the end of the year:

$$83 \quad (\text{SFC} \times \text{NAPAF} \times 24 \times \text{NDY} \times \text{IC} \times 10 - \text{ACsfoy}) \times \text{LPSFy} \times 0.5$$

84 Where,

85 ACsfoy = Actual consumption of secondary fuel oil during the year in ml

A7: THERMAL POWER GENERATING STATIONS

Operational Norms

1 The values for different operational norms for the existing generating plants have been decided, considering the vintage and current operations of these plants as under:

2 Indraprastha Power Generation Co. Ltd

3 1) Rajghat Thermal Power House (RPH)

Parameters	2012-13	2013-14	2014-15
Normative Annual Plant Availability Factor (%)	75%	75%	75%
Gross Station Heat Rate (kCal/kWh)	3200	3200	3200
Auxiliary Consumption (%)	11.28%	11.28%	11.28%
Secondary Fuel Oil (LDO) Consumption (ml/kWh)	1.50	1.50	1.50
Secondary Fuel Oil (LSHS) Consumption (gm/kWh)	3.75	3.75	3.75

4

5 2) Indraprastha Gas Turbine Power Station (IP GTPS)

Parameters	2012-13	2013-14	2014-15
Normative Annual Plant Availability Factor (%)	80%	80%	80%
Combined cycle Gross Station Heat Rate (kCal/kWh)	2450	2450	2450
Open Cycle Gross Station Heat Rate (kCal/kWh)	3125	3125	3125
Combined Cycle Auxiliary Consumption (%)	3.0%	3.0%	3.0%
Open Cycle Auxiliary Consumption (%)	1.0%	1.0%	1.0%

6 Pragati Power Corporation Limited (PPCL)

7 Pragati Power Station

Parameters	2012-13	2013-14	2014-15
Normative Annual Plant Availability Factor (%)	85%	85%	85%
Combined Cycle Gross Station Heat Rate (kCal/kWh)	2000	2000	2000
Open Cycle Gross Station Heat Rate (kCal/kWh)	2900	2900	2900
Combined Cycle Auxiliary Consumption (%)	3.0%	3.0%	3.0%
Open Cycle Auxiliary Consumption (%)	1.0%	1.0%	1.0%

8 The Commission may modify these norms of operations after considering the capital investments approved for any Renovation and Modernisation activities in these plants.

9 The norms of operation for generating stations other than existing stations shall be as under:

10 Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF): All thermal generating stations, NAPAF shall be 85%.

11 Gross Station Heat Rate:

(i) Coal-based Thermal Generating Stations = 1.065 X Design Heat Rate (kCal/kWh)
(ii) Where the Design Heat Rate of a unit means the unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure.

(iii) Provided that the design heat rate shall not exceed the following maximum design unit heat rates depending upon the pressure and temperature ratings of the units:

Pressure (Kg/cm ²)	Rating	150	170	170	247	247
SHT/RHT (0C)		535/535	537/537	537/565	537/565	565/593
Type of BFP		Electrical Driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine driven
Max Turbine Cycle Heat rate (kCal/kWh)		1955	1950	1935	1900	1850
Min. Boiler Efficiency						
Sub-Bituminous Indian Coal		0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
Bituminous Imported Coal		0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
Max Design Unit Heat rate (kCal/kWh)						
Sub-Bituminous Indian Coal		2300	2294	2276	2235	2176
Bituminous Imported Coal		2197	2191	2174	2135	2079

(iv) Provided further that in case pressure and temperature parameters of a unit are different from above ratings, the maximum design unit heat rate of the nearest class shall be taken;

(v) Provided also that where unit heat rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the unit design heat rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency;

(vi) Provided also that if one or more units were declared under commercial operation prior to 1.4.2012, the heat rate norms for those units as well as units declared under commercial operation on or after 1.4.2012 shall be lower of the heat rate norms arrived at by above methodology and the norms as per clause 1 of these Regulations;

(vii) Note: In respect of units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design unit heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the maximum design unit heat rate specified above with turbine driven BFP.

(viii) Gas-based / Liquid-based thermal generating units(s) / block(s)

(ix) = 1.05 X Design Heat Rate of the unit block for Natural Gas and RLNG (kCal/kWh)

= 1.071 X Design Heat Rate of the unit block for Liquid Fuel (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a unit shall mean the guaranteed heat rate for a unit at 100% MCR and at site ambient conditions; and the Design Heat Rate of a block shall mean the guaranteed heat rate for a block at 100% MCR, site ambient conditions, zero percent make up, design cooling water temperature/back pressure.

Secondary Fuel Oil Consumption for Coal based generating stations 1.0 ml/kWh.

Auxiliary Energy Consumption:

(a) Coal-based generating stations

200 MW series	With Natural Draft cooling Tower or without cooling towers	8.5 %
300/330/350/500 MW and above – Steam driven Boiler Feed Pumps	With Natural Draft cooling Tower or without cooling towers	6.0%
300/330/350/500 MW and above – Electrically driven Boiler Feed Pumps	With Natural Draft cooling Tower or without cooling towers	8.5%

Provided further that for thermal generating stations with induced draft cooling towers, the norms shall be further increased by 0.5%.

(b) Gas-based and Naphtha-based generating stations

Combined cycle	3.0%
----------------	------

Open cycle	1.0%
------------	------

12 Wherever the station is designed for combined cycle operation, the approval of SLDC shall be required for operation of the station in the open cycle mode.

13 The Commission may prescribe relaxed operational norms including the norms of Normative Annual Plant Availability Factor contained in these Regulations for a generating station, and these relaxed norms shall be applicable for determination of tariff for such generating station during the Control Period.

14 The norms of operation specified under these Regulations are the ceiling norms and shall not preclude the generating company and the beneficiaries from agreeing to the improved norms of operation and in case improved norms are agreed to, such improved norms shall be applicable for determination of tariff.

15 Provided if PPA stipulates better norms of operation then such norms provided in the PPA shall be considered for determination of tariff.

16 In case of renovation and modernisation, derating and rerating of the generating station, norms of operation shall be reviewed and modified accordingly.

Components of Tariff

17 The tariff for sale of electricity from a thermal or gas based generating station shall comprise of two parts, namely, the recovery of annual capacity (fixed) charge and energy (variable) charge.

18 The fixed cost of a generating station eligible for recovery through capacity charge shall include the following elements:

- (a) Operation and Maintenance Expenses;
 - (i) Depreciation;
 - (ii) Interest on loans;
 - (iii) Cost of secondary fuel oil (for coal based stations only)
 - (iv) Interest on working capital;
 - (v) Return on Equity;
 - (vi) Income Tax; and
 - (vii) Special allowance in lieu of R&M or separate compensation allowance, wherever applicable.

19 The energy (variable) charge shall cover fuel costs.

Recovery of Capacity Charge

20 The fixed cost of a thermal generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these Regulations, and recovered on monthly basis under capacity charge. The total capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share / allocation in the capacity of the generating station.

21 Full Capacity Charges shall be recoverable at Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) specified in clause 1,9 of these Regulations. Recovery of Capacity Charges below the level of Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) shall be on a pro-rata basis. At zero availability, no Capacity Charges shall be payable.

22 The capacity charge (inclusive of incentive) payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae :

- (a) Generating stations in commercial operation for less than ten (10) years on 1st April of the financial year :

23 $(AFC \times (NDM / NDY) \times (0.5 + 0.5 \times PAFM / NAPAF))$ (in Rupees);

24 Provided that in case the plant availability factor achieved during a financial year (PAFY) is less than 70%, the total capacity charge for the year shall be restricted to:

25 $AFC \times (0.5 + 35 / NAPAF) \times (PAFY / 70)$ (in Rupees)

- (b) For generating stations in commercial operation for ten (10) years or more on 1st April of the year:

26 $(AFC \times (NDM / NDY) \times (PAFM / NAPAF))$ (in Rupees)

27 Where,

28 AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees

29 NAPAF = Normative annual plant availability factor in percentage

30 NDM = Number of days in the month

31 NDY = Number of days in the year

32 PAFM = Plant availability factor achieved during the month, in percent;

33 PAFY = Plant availability factor achieved during the year, in percent

34 The PAFM and PAFY shall be computed in accordance with the following formula:

35 $PAFM \text{ or } PAFY} = 10000 \times \sum_{i=1}^N DC_i / \{N \times IC \times (100 - AUX)\} \%$

36 Where,

37 AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.

38 DC_i = Average declared capacity (in ex-bus MW), subject to clause 42 of these Regulations , for the i_{th} day of the period i.e. the month or the year as the case may be, as certified by the concerned Load Dispatch Centre after the day is over.

39 IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station

40 N = Number of days during the period i.e. the month or the year as the case may be.

41 Note: DC_i and IC shall exclude the capacity of generating units not declared under commercial operation. In case of a change in IC during the concerned period, its average value shall be taken.

42 In case of fuel shortage in a thermal generating station, the generating company may propose to deliver a higher MW during peak-load hours by saving fuel during off-peak hours. The State Load Despatch Centre may then specify a pragmatic day-ahead schedule for the generating station to optimally utilize its MW and energy capability, in consultation with the beneficiaries. DC_i in such an event shall be taken to be equal to the maximum peak-hour ex-power plant MW schedule specified by the State Load Despatch Centre for that day.

Energy Charge

43 The energy (variable) charge shall cover main fuel costs and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the specified energy charge rate of the month (with fuel price adjustment).

44 Total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

45 (Energy charge rate in Rs./kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh.}

46 Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis shall be determined to three decimal places in accordance with the following formulae :

(a) For coal based stations

47 $ECR = (GHR - SFC \times CVSF) \times LPPF \times 100 / \{CVPF \times (100 - AUX)\}$

(b) For gas and liquid fuel based stations

48 $ECR = GHR \times LPPF \times 100 / \{CVPF \times (100 - AUX)\}$

49 Where,

50 AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.

51 $CVPF$ = Gross calorific value of primary fuel as fired, in kCal per kg, per litre or per standard cubic metre, as applicable.

52 $CVSF$ = Calorific value of secondary fuel, in kCal per ml.

53 ECR = Energy charge rate, in Rupees per kWh sent out.

54 GHR = Gross station heat rate, in kCal per kWh.

55 $LPPF$ = Weighted average landed price of primary fuel, in Rupees per kg, per litre or per standard cubic metre, as applicable, during the month.

56 SFC = Specific fuel oil consumption, in ml per kWh.

57 The landed cost of coal shall include:

(a) Base cost of coal;

(i) Royalty;

(ii) Taxes and duties;

(iii) Transport cost by rail / ocean / road / pipeline or any other means;

(iv) For the purpose of computing energy charges, landed cost of coal shall be arrived at after considering normative transit and handling loss of 0.8% on the quantity of coal dispatched by the coal supplier in case of non-pit-head stations and 0.2% on the quantity of coal dispatched by the fuel supplier in case of pit-head stations.

Incentive

58 In case of thermal generating stations incentive shall form part of the recovered Capacity (fixed) charges. No separate incentive shall be provided.

Unscheduled Interchange (UI) Charges

59 The generating station may be entitled to receive or shall be required to bear, as the case may be, the charges for deviations between energy sent-out corresponding to Scheduled Generation and actual energy sent-out, as per the rate approved by the Commission.

Deemed Generation

60 In the event of bottleneck in evacuation of power due to any constraint, outage, failure or limitation in the transmission system, associated switchyard and sub-stations owned by the Transmission Licensee, (certified by the State Load Despatch Centre) necessitating reduction in generation, the State Load Despatch Centre shall revise the schedule of generation.

Billing and payment of charges

61 Bills shall be raised for capacity charge and energy charge on monthly basis by the generating company in accordance with these Regulations, and payments shall be made by the beneficiaries directly to the generating company.

62 Payment of the capacity charge for a thermal generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station as per their percentage shares for the month (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the installed capacity of the generating station.

63

Note 1

Shares / allocations of each beneficiary in the total capacity of State generating stations shall be as determined by the State Government, inclusive of any allocation made out of the unallocated capacity. The shares shall be applied in percentages of installed capacity and shall normally remain constant during a month. The total capacity share of a beneficiary would be sum of its capacity share plus allocation out of the unallocated portion. In the absence of any specific allocation of unallocated power by the State Government, the unallocated power shall be added to the allocated shares in the same proportion as the allocated shares.

Note 2

The beneficiaries may propose surrendering part of their allocated firm share to other beneficiaries. In such cases, the shares of the beneficiaries may be prospectively reallocated by the State Government for a specific period (in complete months) from the beginning of a calendar month. When such re-allocations are made, the beneficiaries who surrender the share shall not be liable to pay Capacity Charges for the surrendered share. The Capacity Charges for the capacity surrendered and reallocated as above shall be paid by the beneficiary to whom the surrendered capacity is allocated. Except for the period of reallocation of capacity as above, the beneficiaries of the generating station shall continue to pay the full Capacity Charges as per allocated capacity shares. Any such reallocation and its reversion shall be communicated and notified by the SLDC in advance, at least three (3) days prior to such reallocation or reversion taking effect

Late Payment Surcharge

64 In case the payment of any bill for charges payable under these Regulations is delayed by a beneficiary beyond a period of 60 days from the date of billing a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the generating company

Rebate

65 For payment of bills of the generating company through a letter of credit on presentation, a rebate of 2% shall be allowed. If the payment is made by any other mode but within a period of one month of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1% shall be allowed.

Safety Standards

66 The generating company shall develop a Safety Manual and follow procedures to maintain minimum safety standards during construction, operation, etc. in line with the provisions of Section 53 of the Act.

A8: MULTI YEAR TARIFF FILING PROCEDURE

1 The Multi Year Tariff filing shall be in such form and in such manner as may be decided by the Commission and as per the provisions of Conduct of Business Regulations.

2 The Applicant shall also submit the Multi Year Tariff filing in electronic format to the Commission.

Business Plan Filings

3 The generating company shall file for the Commission's approval, on 1st April of the year preceding the first year of the Control Period or any other date as may be directed by the Commission, a Business Plan approved by the Board of Directors. The Business Plan shall be for the entire Control Period and shall, interalia, contain

- (i) Capital Investment Plan: This shall include details of the investments planned by the generating company, along with the corresponding capitalisation schedule and financing plan. This plan shall be commensurate with capacity enhancement and proposed efficiency improvements for various plants of the company and shall include cost benefit analysis;
- (ii) Capital Structure: The generating company shall submit plant-wise details of the capital structure and cost of financing (interest on debt) and return on equity, after considering the existing market conditions, terms of the existing loan agreements, risks associated in generation business and creditworthiness;
- (iii) Operation and Maintenance (O&M) expenses: This shall include the costs estimated for the Base Year, the actual expenses incurred in the previous two years and the projected values for each year of the Control Period based on the proposed norms for O&M cost, including indexation and other appropriate mechanisms;
- (iv) Depreciation: This shall include details of depreciation based on the fair life of the asset and capitalisation schedules for each year of the Control Period;
- (v) Performance Targets: A set of targets proposed for other controllable items such as NAPAF, Station Heat Rate, Secondary Fuel Oil Consumption, and Auxiliary Power Consumption. The targets shall be consistent with the Capital Investment Plan proposed by the generating company;

- (vi) Other Information: This shall include any other details considered appropriate by the generating company for consideration during determination of tariff.

Tariff Filing

4 For existing stations, the generating company shall make an application consistent with the Business Plan, not less than 120 days before the commencement of the first year of the Control Period or such other date as may be directed by the Commission as per these regulations, for determination of tariff based on capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred up to the date of commercial operation and additional capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred during the Control Period of the generating station. For the new stations, the generating company shall make an application consistent with the Business Plan as per these regulations, for determination of tariff based on capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred up to the date of commercial operation and additional capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred during the Control Period of the generating station projected to be completed within six months from the date of application:

5 Provided that in case of an existing project, the application shall be based on admitted capital cost including any additional capitalization already admitted up to 31.3.2012 and estimated additional capital expenditure for the respective years of the Control Period 2012-15;

6 Provided further that application shall contain details of underlying assumptions for projected capital cost and additional capital expenditure, where applicable.

7 In case of the existing projects, the generating company shall continue to provisionally bill beneficiaries with the tariff approved by the Commission and applicable as on 31.3.2012 for the period starting from 1.4.2012 till approval of tariff by the Commission in accordance these regulations:

8 Provided that where the tariff provisionally billed exceeds or falls short of the final tariff appraved by the Commission under these regulations, the generating company shall refund to or recover from the beneficiaries within six months along with simple interest at the rate equal to Base Rate of State Bank of India plus 150 basis points on the 1st April of the concerned/respective year.

9 The Applicant shall file the application for approval of Generation Tariff for each year of the Control Period consistent with the Business Plan, not less than 120 days before the commencement of the first year of the Control Period or such other date as may be directed by the Commission.

Annual Performance Review (APR) during the Control Period

10 The Applicant shall submit information as part of annual review on actual performance to assess its performance vis-à-vis performance targets approved by the Commission at the beginning of the Control Period. The Applicant shall submit information on performance on controllable parameters (NAPAF, Station Heat Rate, Secondary Fuel Oil Consumption, Auxiliary Power Consumption, O&M Expenses, capital investment, capitalisation, depreciation, RoCE, etc).

11 The Applicant shall submit the revised ARR and corresponding tariff adjustments 120 days before the commencement of the Financial Year. The revised estimates shall be required because of trued-up costs on account of depreciation, Return on Capital Employed, incentive mechanism for exceeding the targets and implementation of performance framework for quality of supply targets as per the prescribed formats.

12 The generating company shall submit details of capital expenditure and additional capital expenditure incurred during the period under review, duly audited and certified by the auditors.

13 Where after the truing up the tariff recovered exceeds the tariff approved by the Commission under these regulations the generating company shall refund to the beneficiaries excess amount so recovered along with simple interest at the rate equal to Base Rate of State Bank of India plus 150 basis points as on 1st April of the respective year.

14 Where after the truing up the tariff recovered is less than the tariff approved by the Commission under these regulations the generating company shall recover from the beneficiaries under-recovered amount along with simple interest at the rate equal to the Base Rate of State Bank of India plus 150 basis points as on 1st April of the respective year.

15 The amount under-recovered or over-recovered, along with simple interest at the rate equal to the Base Rate of State Bank of India plus 150 basis points as on 1st April of the respective year, shall be recovered or refunded by the generating company in six equal monthly installments starting within three months from the date of the tariff order issued by the Commission after the truing up exercise.

Review at the end of the Control Period

16 Towards the end of the Control Period, the Commission shall seek to review if the implementation of the principles laid down in these Regulations has achieved their intended objectives. While doing this, the Commission shall take into account, among other things, the industry structure, sector requirements, consumer and other stakeholder expectations and Applicant's requirements at that point in time. Depending on the requirements of the sector to meet the objects of the Act, the Commission may revise the principles for the second Control Period.

17 The end of the second Control Period shall be the beginning of the third Control Period and the generating company shall follow the same procedure unless required otherwise by the Commission. The Commission shall analyse the performance of the generating company with respect to the targets set out at the beginning of the second Control Period and based on the actual performance, expected efficiency improvements and other factors prevalent, determine the initial values for the next Control Period.

A9: DISPOSAL OF APPLICATION

1 The Commission shall process the filings made by the generating company in accordance with these Regulations and the Conduct of Business Regulations.

2 Based on the generating company's filings, objections/ suggestions from public and other stakeholders, the Commission may accept the application with such modifications and/or such conditions as may be deemed just and appropriate and issue, within 120 days of the receipt of the application and after considering all suggestions and objections from public and other stakeholders, an Order containing *inter alia* targets for controllable items and the generation tariffs for each year of the Control Period.

A10: PERIODIC REVIEWS

1 To ensure smooth implementation of the Multi Year Tariff (MYT) framework, the Commission may undertake periodic reviews of generating company's performance during the Control Period, to address any practical issues, concerns or unexpected outcomes that may arise.

2 The generating company shall submit information as part of annual performance review on actual performance for assessment the performance vis-à-vis the targets approved by the Commission at the beginning of the Control Period. This shall include annual statements of its performance and accounts including latest available audited accounts as well as the regulatory accounts in the prescribed formats, norms achieved and the tariff worked out in accordance with these Regulations.

3 The Commission may also direct any modifications to the forecast of the generating company for the remainder of the Control Period, with detailed reasons for the same.

A11: MISCELLANEOUS

Sharing of Clean Development Mechanism (CDM) Benefits

1 The proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared in the following manner, namely:-

- (i) 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the project developer in the first year (12 months) after the date of commercial operation of the generating station;
- (ii) in the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, whereafter the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company and the users.

Foreign Exchange Rate Variation

2 The generating company may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan acquired for the generating station in part or full in the discretion of the generating company.

3 The generating company shall recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant year on year-to-year basis as expense in the period in which it arises and extra rupee liability corresponding to such foreign exchange rate variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.

4 To the extent the generating company is not able to hedge the foreign exchange exposure, the extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign currency loan in the relevant year shall be permissible provided it is not attributable to the generating company or its suppliers or contractors.

5 The generating company shall recover the cost of hedging and foreign exchange rate variation on year-to-year basis as income or expense in the period in which it arises.

Recovery of cost of hedging Foreign Exchange Rate Variation

6 Recovery of cost of hedging and foreign exchange rate variation shall be made directly by the generating company from the users without making any application before the Commission:

7 Provided that in case of any objections by the users to the amounts claimed on account of cost of hedging or foreign exchange rate variation, the generating company may make an appropriate application before the Commission for its decision.

Issue of Orders and Practice Directions

8 Subject to the provision of the Act and these Regulations, the Commission may, from time to time, issue Orders and Practice directions in regard to the implementation of these Regulations and procedure to be followed on various matters, which the Commission has been empowered by these Regulations to direct, and matters incidental or ancillary thereto.

9 Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall have the authority, either *suo motu* or on a petition filed by any interested or affected party, to determine the tariff of any Applicant.

Powers to remove difficulties

10 If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these Regulations, the Commission may, by a general or special order, not being inconsistent with the provisions of these Regulations or the Act, do or undertake to do things or direct the generating company to do or undertake such things which appear to be necessary or expedient for the purpose of removing the difficulties.

Power of Relaxation

11 The Commission may in public interest and for reasons to be recorded in writing, relax any of the provision of these Regulations.

Interpretation

12 If a question arises relating to the interpretation of any provision of these Regulations, the decision of the Commission shall be final.

Saving of Inherent Powers of the Commission

13 Nothing contained in these Regulations shall limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission from adopting a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations, if the Commission, in view of the special circumstances of the matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient to depart from the procedure specified in these Regulations.

Enquiry and Investigation

14 All enquiries, investigations and adjudications under these Regulations shall be done by the Commission through the proceedings in accordance with the provisions of the Conduct of Business Regulations.

Power to Amend

15 The Commission, for reasons to be recorded in writing, may at any time vary, alter or modify any of the provision of these Regulations by amendment.

JAYSHREE RAGHURAMAN
SECRETARY

Appendix-I: Depreciation Schedule

S. No	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage value=10%)
		SLM
A	Land owned under full ownership	0.00%
B	Land under lease	
(a)	For investment in land	3.34%
(b)	For cost of clearing site	3.34%
C	Assets Purchased New	
a.	PI & machinery in generating stations	
(i)	Hydro-electric	5.28%
(ii)	Steam-electric NHRB & Waste Heat Recovery Boilers	5.28%
(iii)	Diesel electric & gas plant	5.28%
b.	Cooling towers and circulating water systems	5.28%
c.	Hydraulic works forming part of hydro-electric system including:	
(i)	Dams, spillways weirs, canals, reinforced concrete flumes & syphons	5.28%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge (tanks) hydraulic control valves and hydraulic works	5.28%
d.	Building & civil engineering works of a permanent character, not mentioned above:	
(i)	Offices & showrooms	3.34%
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%

S. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage value=10%)
(iv)	Temporary erection such as wooden structures	100.00%
(v)	Roads other than kutch roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
e.	Transformers, kiosk sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant foundations)	
(i)	Transformers (including foundations) having a rating of 100 kilo volt amperes and over	5.28%
(ii)	Others	5.28%
f.	Switchgear, including cable connections	5.28%
g.	Lightning arrestors:	
(i)	Station type	5.28%
(ii)	Pole type	5.28%
(iii)	Synchronous condenser	5.28%
h.	Batteries	5.28%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	5.28%
(ii)	Cable duct system	5.28%
i.	Overhead lines including cable support	
(i)	Lines on fabricated steel operating at terminals voltages higher than 66 kV	5.28%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13.2 kV but not exceeding 66 kV	5.28%
(iii)	Lines on steel or reinforced concrete supports	5.28%
(iv)	Lines on treated wood supports	5.28%
j.	Meters	5.28%
k.	Self propelled vehicles	9.50%
l.	Air conditioning plants:	
(i)	Static	5.28%
(ii)	Portable	9.50%
m.		
(i)	Office furniture and furnishings	6.33%
(ii)	Office equipments	6.33%
(iii)	Internal wirings including fittings and apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	5.28%
n.	Apparatus let on hire:	
(i)	Other than motors	9.50%
(ii)	Motors	6.33%
o.	Communication equipment	

S. No	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage value=10%)
(i)	Radio and higher frequency carrier systems	6.33%
(ii)	Telephone lines and telephones	6.33%
p.	IT Equipments	15.00%
q.	Any other assets not covered above	5.28%

Delhi Electricity Regulatory Commission

Regulations on Terms & Conditions for Determination of Transmission Tariff

No. F. 3(290)/Tariff/DERC/2011-12/C.F. 3180 – The Commission having deliberated on the draft Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Transmission Tariff) Regulations 2011 and after having considered the responses received from various stakeholders and in exercise of powers vested under the Electricity Act, 2003, hereby approves the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms & Conditions for Determination of Transmission Tariff) Regulations, 2011.

A1: SHORT TITLE AND EXTENT

- 1 These Regulations shall be called the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Transmission Tariff) Regulations, 2011.
- 2 These Regulations shall come into force on April 1, 2012 and unless reviewed earlier or extended by the Commission shall remain in force for a period of three year from the date of commencement.
- 3 These Regulations shall extend to the whole of National Capital Territory of Delhi.

A2: DEFINITIONS AND INTERPRETATION

- 1 In these Regulations, unless the context otherwise requires –

- (i) “**Act**” means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), including amendments thereto;
- (ii) “**Aggregate Revenue Requirement**” or “**ARR**” means for each Financial Year, the costs pertaining to the Licensed Business which are permitted, in accordance with these Regulations, to be recovered from the tariffs and charges determined by the Commission;
- (iii) “**Allotted Transmission Capacity**” means and include the power transfer in MW between the specified point(s) of injection and point(s) of drawal allowed to a long-term customer on the intra-state transmission system under the normal circumstances and the expression “allotment of capacity” shall be construed accordingly;
- Allotted Transmission Capacity to a Long Term Transmission Customer shall be sum of the generating capacities allocated to the Long Term Transmission Customer from the State Generating Stations and Inter State Generating Stations and the contracted power, if any;
- (iv) “**Applicant**” means a Transmission Licensee who has made an application for determination of transmission charge in accordance with these Regulations and includes a Transmission Licensee whose tariff is the subject of a review by the Commission;
- (v) “**Auditor**” means an auditor appointed by the transmission licensee, in accordance with the provisions of sections 224, and 619 of the Companies Act, 1956 (1 of 1956), or any other law for the time being in force;
- (vi) “**Availability**” in relation to a transmission system for a given period means the time in hours during that period in which the transmission system is capable to transmit electricity at its Rated Voltage and shall be expressed in percentage of total hours in the given period, and shall be calculated as directed by the Commission;
- (vii) “**Base Year**” means the Financial Year immediately preceding first year of the Control Period;
- (viii) “**Beneficiary (ies)**” means both Long Term Transmission Customers and Long Term Open Access Customers. A Distribution Licensee shall necessarily be a Long Term Transmission Customer for which he shall be required to enter into a Transmission Services Agreement with the Transmission Licensee;
- (ix) “**CERC**” means the Central Electricity Regulatory Commission;
- (x) “**Change in Law**” means occurrence of any of the following events:

- (iv) the enactment, bringing into effect, adoption, promulgation, amendment, modification or repeal of any law; or
- (v) change in interpretation of any law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality which is the final authority under law for such interpretation; or
- (vi) change by any competent statutory authority, in any consent, approval or licence available or obtained for the project.
- (xi) "**Commission**" means the Delhi Electricity Regulatory Commission;
- (xii) "**Conduct of Business Regulations**" means the Delhi Electricity Regulatory Commission Comprehensive (Conduct of Business) Regulations, 2001, as amended from time to time;
- (xiii) "**Control Period**" means a multi-year period fixed by the Commission, from 1st April 2012 and up to 31st March 2015;
- (xiv) "**Cut off Date**" means 31st March of the year closing after two years of the year of commercial operation of the project, and in case the project is declared under commercial operation in the last quarter of a year, the cut-off date shall be 31st March of the year closing after three years of the year of commercial operation;
- (xv) "**Date of Commercial Operation**" or '**COD**' means:
 - (xvi) in relation to the transmission system, the date declared by the transmission licensee from 0000 hour of which an element of the transmission system is in regular service after successful charging and trial operation;
 - (xvii) Provided that the date shall be the first day of a calendar month and transmission charge for the element shall be payable and its availability shall be accounted for, from that date;
 - (xviii) Provided further that in case an element of the transmission system is ready for regular service but is prevented from providing such service for reasons not attributable to the transmission licensee, its suppliers or contractors, the Commission may approve the date of commercial operation prior to the element coming into regular service;
- (xix) "**Distribution Licensee**" means a Licensee authorized to operate and maintain a distribution system for supplying electricity to the consumers in his area of supply;
- (xx) "**Expenditure Incurred**" means the fund, whether the equity or debt or both, actually deployed and paid in cash or cash equivalent, for creation or acquisition of a useful asset and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released;
- (xxi) "**Financial Year**" means a period commencing on 1st April of a calendar year and ending on 31st March of the subsequent calendar year;
- (xxii) "**Implementation Agreement**" means the agreement, contract or memorandum of understanding, or any such covenant, entered into between the transmission licensee and the long-term transmission customer for construction of the transmission system;
- (xxiii) "**License**" means a License granted by the Commission under Section 14 of the Act;
- (xxiv) "**Licensed Business**" means the functions and activities, which the Licensee is required to undertake in terms of the License granted by the Commission or as a deemed Licensee under the Act;
- (xxv) "**Licensee**" means a person who has been granted a Licence and shall include a deemed Licensee;
- (xxvi) "**Long-Term Transmission Customer**" means a person having contractual right to use the intra-state transmission system for a period of twelve years or more and less than twenty five years by paying transmission charges;
- (xxvii) "**Medium-term Transmission Customer**" means a person having contractual right to use the intra-state transmission system for a period exceeding three months and less than three years by paying transmission charges;
- (xxviii) "**Non-Tariff Income**" means income relating to the Licensed Business other than from tariff (intra-state transmission of electricity), and excluding any income from Other Business;
- (xxix) "**Other Business**" means other business of the Transmission Licensee under section 41 of the Electricity Act 2003;
- (xxx) "**Open Access Customer**" means a consumer permitted by the Commission to receive supply of electricity from a person, other than Distribution Licensee of his

- area of supply, and the expression includes a generating company and a licensee, who has availed of or intends to avail of open access;
- (xxxi) “**Original project cost**” means the capital expenditure incurred by the transmission licensee, within the original scope of the project up to the cut-off date as admitted by the Commission;
- (xxxii) “**Project**” means the transmission system;
- (xxxiii) “**Rated Voltage**” means the manufacturer’s design voltage at which the transmission system is designed to operate and includes such lower voltage at which any transmission line is charged or for the time being charged, in consultation with long-term transmission customers;
- (xxxiv) “**Short-term Transmission Customer**” means a person having contractual right to use the intra-state transmission system for a period up to 1 month by paying transmission charges;
- (xxxv) “**State Load Despatch Centre**” or ‘SLDC’ means the centre established by the State Government for purposes of exercising the powers and discharging the functions under Section 31 of the Act;
- (xxxvi) “**State**” means the National Capital Territory of Delhi;
- (xxxvii) “**Transmission Business**” means the business of transmission of electricity by a Transmission Licensee to a Beneficiary/(ies) and permitted open access customers;
- (xxxviii) “**Transmission Service Agreement**” means the agreement, contract, memorandum of understanding, or any such covenant, entered into between the transmission licensee and the Long-Term Transmission Customer(s) for the operation phase of Transmission System;
- (xxxix) “**Transmission System**” means the system consisting mainly of extra high voltage electric lines and associated equipments and substations having design voltage higher than 66 KV including any other system of lower voltage as the Transfer Scheme or the Commission may specifically recognise, owned or controlled by the Transmission Licensee, and used for the purposes of the transportation of electricity between the switchyards of two Generating Stations or from the switchyard of a Generating Station to a substation, or between substations, or to or from any external interconnection and includes all bays/equipment up to the interconnection with the Distribution System, and any plant, apparatus and meters owned or used in connection with the transmission of electricity, but shall not include any part of a Distribution System.
- (xli) “**Transmission System Availability Factor**” means Availability of the Transmission System as certified by the State Load Despatch Centre;
- (xli) “**Useful life**” in relation to a unit of a Transmission System from the COD shall mean 25 years for sub-station and 35 years for transmission line;

2 Words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act shall have meaning assigned to them under the Act.

3 All proceedings under these Regulations shall be governed by the Conduct of Business Regulations.

A3: SCOPE OF REGULATIONS AND EXTENT OF APPLICATION

1 Subject to the provisions of the Act, Rules and Policies, these Regulations shall apply in all cases of determination of Transmission Tariff under Section 62 of the Act. It shall however, not apply in the case where tariff has been determined through a transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government as per the provisions of Section 63 of the Act.

2 In accordance with the principles laid out in these Regulations, the Commission shall determine the Aggregate Revenue Requirement (ARR) for the Transmission Business.

A4: GENERAL APPROACH AND GUIDING PRINCIPLES

1 The Commission shall adopt Multi Year Tariff Framework for approval of ARR and expected revenue from tariffs and charges.

2 The Multi Year Tariff framework shall be based on the following:

- (i) Business Plan of the Transmission Licensee for the entire Control Period to be submitted to the Commission for approval, prior to the start of the Control Period;
- (ii) Trajectory for specific parameters shall be stipulated by the Commission, where the performance of the Applicant is sought to be improved through incentives and disincentives;
- (iii) Annual review of performance shall be conducted vis-à-vis the approved forecast.

Baseline

3 The baseline values (operating and cost parameters) for the Control Period shall be determined by the Commission and based on the approved values by the Commission in the past, latest audited accounts, estimate of the actuals for the relevant year, prudence check and other factors considered appropriate by the Commission.

4 The Commission shall normally not revisit the performance targets.

Capital Investment Plan

5 The Commission shall approve the system augmentation plan submitted by the Transmission Licensee, based on the load growth forecast during the Control Period. The same would be considered for computation of ARR, wherein the amount of electricity transmitted by the Transmission System shall be projected considering the estimated growth plan of its Beneficiaries and any plans of new transmission system, based on network expansion plans within the State.

6 Capital investment plan submitted by the Licensee shall also provide details of ongoing projects that will spill into the Control Period and new projects that will commence during the Control Period but may extend beyond the Control Period.

7 The capital investment plan shall be in conformity with the plans made by the CEA/CTU/STU. The investment plan shall be scheme-wise and each scheme shall include:

- (i) Purpose of investment (i.e. replacement of existing assets, meeting load growth, technical loss reduction, meeting reactive energy requirements, improvement in quality and reliability of supply, etc);
- (ii) Capital Structure;
- (iii) Capitalization Schedule;
- (iv) Financing Plan;
- (v) Cost-benefit analysis;
- (vi) Performance improvement envisaged in the Control Period.

8 For the Annual Performance Review, Transmission Licensee shall submit the actual capital expenditure incurred and capitalisation during the year under review along with the Annual Performance Review Filing.

9 The Commission shall review actual capital expenditure incurred and capitalisation at the end of each year of the Control Period vis-à-vis the approved capital expenditure and capitalisation schedule. Based on trued up capital expenditure and capitalisation, the Commission shall true up Return on Capital Employed (RoCE) and depreciation while truing up for any year of the Control Period. The Commission may also revise the capital expenditure and capitalisation for remaining years of the Control Period based on trued up capital expenditure and capitalisation for any year.

10 Capital expenditure shall normally be incurred by the Licensee after the approval of the Commission.

11 The Licensee shall quarterly submit the details of the scheme-wise asset capitalisation along with receipt of the Electrical Inspector certificate and other documents as may be prescribed by the Commission from time to time for allowing Return on Capital Employed and Depreciation.

Renovation and Modernisation

12 The Transmission Licensee for meeting the expenditure on Renovation and Modernization (R&M) for the purpose of extension of life beyond the useful life of the Transmission System, shall make an application before the Commission for approval of the proposal with a detailed project report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, consent of beneficiaries and any other information considered to be relevant by the Transmission Licensee.

13 Where the Transmission Licensee makes an application for approval of R&M proposal, the approval shall be granted after due consideration of reasonableness of the cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

14 Any expenditure incurred or projected to be incurred as admitted by the Commission after prudent check based on the estimates of Renovation and Modernization expenditure and life extension, and after writing off the original amount of the replaced assets and deducting the accumulated depreciation including advance against depreciation already recovered from the Original project cost, shall form the basis for determination of Tariff.

Targets for Controllable parameters

15 The Commission shall set targets for the items or parameters that are deemed to be "controllable" and which include:

- (i) Availability of the Transmission System;
- (ii) Operation and Maintenance Expenditure which includes employee expenses, repairs and maintenance expenses, administration and general expenses and other miscellaneous expenses viz. audit fees, rents, legal fees etc;
- (iii) Return on Capital Employed; and
- (iv) Depreciation.

Truing Up

16 For controllable parameters,

- (i) Any surplus or deficit on account of Operation and Maintenance (O&M) expenses shall be to the account of the Licensee and shall not be trued up in ARR; and

- (ii) Depreciation and Return on Capital Employed shall be true up every year based on the actual capital expenditure and actual capitalisation vis-à-vis capital investment plan (capital expenditure and capitalisation) approved by the Commission:

Provided that any surplus or deficit in Working Capital shall be to the account of the Licensee and shall not be true up in ARR:

(iii) Provided further that the Commission shall not true up the interest rate, if variation in State Bank of India Base Rate as on April 1, 2012, is within +/- 1% during the Control Period. Any increase / decrease in State Bank of India Base Rate beyond +/- 1% only shall be true up.

A5: PRINCIPLES FOR DETERMINATION OF ARR

1 The Transmission Licensee shall segregate its business into Transmission Business and SLDC activity. The Transmission Business revenue requirement would be used for determining non-discriminatory transmission charges.

2 Till such time there is a complete segregation of accounts between Transmission Business and SLDC activity, the ARR for each business shall be supported by an Allocation Statement containing the apportionment of all costs, revenues, assets, liabilities, reserves and provisions between the Transmission Business, SLDC activity and any Other Business of the Transmission Licensee. The Allocation Statement shall also contain the methodology used for the apportionment between different businesses.

Operational Norms

3 The Commission shall specify suitable norms of operation for the Transmission Licensee in the Multi Year Tariff Order, based on the submission of the Business Plans. The parameter which shall be considered would cover, among others:

- (i) Normative Annual Transmission System Availability Factor(NATAF): The Target Availability for recovery of full annual transmission charges during the Control Period shall be as under:
- (ii) AC system: 98.0%
- (iii) Recovery of full annual transmission charges below the target availability shall be on a *pro rata* basis.

ARR for Transmission Business

4 The Aggregate Revenue Requirement for the Transmission Business for each year of the Control Period shall contain the following items:

- (i) Operation and Maintenance expenses;
- (ii) Return on Capital Employed;
- (iii) Depreciation;
- (iv) Income Tax;
- (v) Less: Non-Tariff Income ; and
- (vi) Less: Income from Other Business.

Operation and Maintenance Expenses

5 Normative Operation and Maintenance (O&M) expenses shall include:

- (i) Salaries, wages, pension contribution and other employee costs;
- (ii) Administrative and General expenses which shall also include expense related to raising of loans;
- (iii) Repairs and Maintenance;
- (iv) Expenses related to auxiliary energy consumption in the sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting, technical consumption, etc.; and
- (v) Other miscellaneous expenses, statutory levies and taxes (except corporate income tax).

6 The Licensee shall submit the O&M expenses for the Control Period as prescribed in multiyear tariff filing procedure. The O&M expenses for the Base Year shall be approved by the Commission taking into account the latest available audited accounts, business plan filed by the Licensees, estimates of the actuals for the Base Year, prudence check and any other factor considered appropriate by the Commission.

7 O&M expenses permissible towards ARR for each year of the Control Period shall be determined using the formula detailed below:

$$(i) \quad O\&M_n = (R\&M_n + EMP_n + A\&G_n) * (1 - X_n)$$

Where,

$$R\&M_n = K * GFA_{n-1};$$

$$EMP_n + A\&G_n = (EMP_{n-1} + A\&G_{n-1}) * (INDX); \text{ and}$$

$$INDX = 0.55 * CPI + 0.45 * WPI$$

EMP_n – Employee Costs of the Licensee for the n^{th} year;

$A\&G_n$ – Administrative and General Costs of the Licensee for the n^{th} year;

$R\&M_n$ – Repair and Maintenance Costs of the Licensee for the n^{th} year;

X_n is an efficiency factor for n^{th} year. Value of X_n shall be determined by the Commission in the MYT Tariff order based on Licensee's filing, benchmarking, approved cost by the Commission in past and any other factor the Commission feels appropriate.

8

Where,

(i) 'K' is a constant (could be expressed in %). Value of K for each year of the Control Period shall be determined by the Commission in the MYT Tariff order based on Licensee's filing, benchmarking, approved cost by the Commission in past and any other factor considered appropriate by the Commission;

(ii) INDX - Inflation Factor to be used for indexing. Value of INDX shall be a combination of the Consumer Price Index (CPI) and the Wholesale Price Index (WPI) for immediately preceding five years before the base year;

Return on Capital Employed

9 Return on Capital Employed (RoCE) shall be used to provide a return to the Transmission Licensee, and shall cover all financing costs and taxes, without providing separate allowances for interest on loans and interest on working capital.

10 The Regulated Rate Base (RRB) shall be used to calculate the total capital employed which shall include the original cost of assets and working capital, less the accumulated depreciation. Capital work in progress (CWIP) shall not form part of the RRB. Capital subsidies / grants shall be deducted in arriving at the RRB.

11 The RRB shall be determined for each year of the Control Period at the beginning of the Control Period based on the approved capital investment plan with corresponding capitalisation schedule and normative working capital.

12 The Regulated rate Base for the i^{th} year of the Control Period shall be computed in the following manner:

$$\text{RRB}_i = \text{RRB}_{i-1} + \Delta\text{AB}_i/2 + \Delta\text{WC}_i;$$

Where,

'i' is the i^{th} year of the Control Period, $i = 1, 2, 3, 4$ for the first Control Period;

RRB_i : Regulated Rate Base for the i^{th} year of the Control Period;

ΔAB_i : Change in the Regulated Rate Base in the i^{th} year of the Control Period. This component shall be the average of the value at the beginning and end of the year as the asset creation is spread across a year and is arrived at as follows:

$$\Delta\text{AB}_i = \text{Inv}_i - \text{D}_i - \text{CC}_i;$$

Where,

Inv_i : Investments projected to be capitalised during the i^{th} year of the Control Period and approved;

D_i : Amount set aside or written off on account of Depreciation of fixed assets for the i^{th} year of the Control Period;

CC_i : Consumer Contributions, capital subsidy / grant pertaining to the ΔAB_i and capital grants/subsidies received during i^{th} year of the Control Period for construction of service lines or creation of fixed assets;

RRB_{i-1} : Regulated Rate Base for the Financial Year preceding the i^{th} year of the Control period. For the first year of the Control Period, RRB_{i-1} shall be the Regulated Rate Base for the Base Year i.e. RRB_0 ;

$$\text{RRB}_0 = \text{OCFA}_0 - \text{AD}_0 - \text{CC}_0;$$

Where;

OCFA_0 : Original Cost of Fixed Assets at the end of the Base Year available for use and necessary for the purpose of the Licensed Business;

AD_0 : Amounts written off or set aside on account of depreciation of fixed assets pertaining to the regulated business at the end of the Base Year;

CC_0 : Total contributions pertaining to the OCFAo, made by the consumers, capital subsidy / grants towards the cost of construction of Transmission System by the Transmission Licensee and also includes the capital grants/subsidies received for this purpose;

ΔWC_i : Change in normative working capital requirement in the i^{th} year of the Control Period, from the $(i-1)^{\text{th}}$ year. For the first year of the Control Period ($i=1$), ΔWC_1 shall be taken as the normative working capital requirement of the first year. Working capital for wheeling of electricity shall consist of

- (i) Receivables for two months towards transmission tariffs calculated on NATAF;
- (ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses ; and
- (iii) Operation and maintenance expenses for one month.

13 Return on Capital Employed (RoCE) for the year 'i' shall be computed in the following manner:

Where,

WACCI is the Weighted Average Cost of Capital for each year of the Control period;

$$\text{RoCE} = \text{WACCI} * \text{RRB}_i$$

RRBi - Regulated Rate Base is the asset base for each year of the Control Period based on the capital investment plan and working capital.

- 14 The WACC for each year of the Control Period shall be computed at the start of the Control Period in the following manner:

Where,

$$WACC = \left[\frac{D/E}{1+D/E} \right] * r_d + \left[\frac{1}{1+D/E} \right] * r_e$$

D/E is the Debt to Equity Ratio and for the purpose of determination of tariff, debt-equity ratio for the asset capitalized shall be 70:30. Where equity employed is in excess of 30%, the amount of equity for the purpose of tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as notional loan. The interest rate on the amount of equity in excess of 30% treated as notional loan shall be the weighted average rate of the loans of the Licensee for the respective years and shall be further limited to the prescribed rate of return on equity in the Regulations. Where actual equity employed is less than 30%, the actual equity and debt shall be considered:

Provided that the Working capital shall be considered 100% debt financed for the calculation of WACC;

Provided further that the Debt to Equity Ratio for the assets covered under Transfer Scheme, dated July 1, 2002 shall be considered as per the debt and equity in the transfer scheme;

Provided further that Debt to Equity Ratio for the assets capitalised till 1.04.2012 (other than assets covered under Transfer Scheme) shall be considered as per the debt and equity approved by the Commission at the time of capitalization.

r_d is the Cost of Debt and shall be determined at the beginning of the Control Period after considering Transmission Licensee's proposals, present cost of debt already contracted by the Transmission Licensee, credit rating, benchmarking and other relevant factors (risk free returns, risk premium, prime lending rate etc.).

r_e is the Return on Equity and shall be considered at 14% post tax for the transmission business.

- 15 The repayment of loans for the year of the tariff period 2012-15 shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for that year.

- 16 Notwithstanding any moratorium period availed by the Transmission Licensee, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

Depreciation

- 17 Depreciation shall be calculated for each year of the Control Period, on the amount of Original Cost of the Fixed Assets considered for calculation of the Regulated Rate Base of the corresponding year.

- (i) Provided that depreciation shall not be allowed on assets funded by any capital subsidy / grant. Provision for replacement of such assets shall be made in the Capital Investment plan; Provided further that the Licensee shall submit yearwise details of assets retired and disposed off, which shall be removed from the Original Cost of Fixed Assets; Provided further that assets shall normally be not retired before completion of the useful life and the Licensee shall take prior approval of the Commission in case of retiring any asset before its useful life.
- (ii) Provided further that the Licensee shall submit year-wise details of the assets which have completed its useful life.

- 18 Depreciation for each year of the Control Period shall be determined based on the methodology as specified in these Regulations along with the rates and other terms specified in Appendix -1 to these Regulations.

- 19 The residual value of assets shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed to a maximum of 90% of the original cost of the asset. Land is not a depreciable asset and its cost shall be excluded while computing 90% of the original cost of the asset:

- Provided that if the Licensee is recovering less than residual value on disposing any retired assets, it shall take prior approval of the Commission before disposing such asset:

- 5.2 Depreciation shall be calculated annually, based on the straight line method, over the useful life of the asset. The basic value for the purpose of depreciation shall be original cost of the asset.

- Provided that, the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from the Date of Commercial Operation shall be spread over the balance useful life of the assets.

1 In case of the existing Projects, the balance depreciable value as on 1.4.2012 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation including Advance Against Depreciation as admitted by the Commission upto 31.3.2012 from the gross depreciable value of the assets. The rate of Depreciation shall be continued to be charged at the rate specified in Appendix-I of these Regulations till cumulative depreciation reaches 70%. Thereafter, the remaining depreciable value shall be spread over the remaining life of the asset such that the maximum depreciation does not exceed 90%.

2 Depreciation shall be charged from the first year of operation of the asset. In case, of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on a pro rata basis.

Tax on Income

3 Tax on the income streams of the Transmission Licensee shall be recovered from the beneficiaries. Tax on income, if any, liable to be paid shall be limited to tax on return on the equity component of capital employed. Any additional tax liability on account of incentive due to improved performance like higher availability, lower O&M Expenses etc and other income shall not be considered:

4 Provided that the deferred tax liability, excluding Fringe Benefit Tax, for the period up to 31st March, 2012 whenever it materializes, shall be recoverable directly from the beneficiaries and the long-term customers.

5 The actual assessment of income tax should take into account benefits of tax holiday, and the credit for carry forward losses applicable as per the provisions of the Income Tax Act 1961 shall be passed on to the consumers.

Non-Tariff Income

6 All incomes being incidental to electricity business and derived by the Licensee from sources, including but not limited to profit derived from disposal of assets, rents, delayed payment surcharge and miscellaneous receipts from the Beneficiaries shall constitute Non-Tariff Income of the Licensee.

7 The amount received by the Licensee on account of Non-Tariff Income shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in calculating the net revenue requirement of such Licensee.

Other Income of the Transmission Licensee

8 Where the Transmission Licensee is engaged in any other business, the income from such business shall be calculated as per "DERC Treatment of Income from Other Business of Transmission Licensee and Distribution Licensee Regulation 2005" and shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in calculating the revenue requirement of the Transmission Licensee;

9 Provided that the Transmission Licensee shall follow a reasonable basis for allocation of all joint and common costs between the Transmission Business and the Other Business and shall submit the Allocation Statement as approved by the Board of Directors to the Commission along with his application for determination of tariff;

10 Provided further that where the sum total of the direct and indirect costs of such Other Business exceed the revenues from such Other Business or for any other reason, no amount shall be allowed to be added to the Aggregate Revenue Requirement of the Transmission Licensee on account of such Other Business.

Late Payment Surcharge

11 In case the payment of any bills for charges payable under these Regulations is delayed by a beneficiary beyond a period of 60 days from the date of billing a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the Transmission Licensee.

Rebate

12 For payment of bills of the Transmission Licensee through a letter of credit on presentation, a rebate of 2% shall be allowed. If the payment is made by any other mode but within a period of one month of presentation of bills by the Transmission Licensee, a rebate of 1% shall be allowed.

Quality of Supply

13 The Commission shall monitor the following Quality of Supply parameters during the Control Period:

- (i) Transmission System Availability
- (ii) Transformer Failure, across various capacities which represents the number of transformer failures as a percentage of the total number of transformers in that specified capacity within the Transmission System, over a specified period of time.

14 The Transmission Licensee in its Business Plan filings shall submit and propose the trajectory for the achievement of quality targets. The Commission shall specify the targets for each parameter. The Transmission Licensee shall submit its performance on each parameter in the form and manner specified by the Commission.

Safety Standards

15 The Transmission Licensee shall develop a Safety Manual and follow procedures to maintain atleast minimum safety standards during construction, operation, etc. in line with the provisions of Section 53 of the Act.

A6: PRINCIPLES FOR DETERMINATION OF TARIFF

1 The Licensee shall keep in view the following principles while filing application for transmission tariff.

Separation of Transmission and SLDC functions

2 The Transmission Licensee shall separate its business into transmission and SLDC functions, and segregate its accounts between these two businesses. Till the segregation of the accounts is completed, the Transmission Licensee shall submit an Allocation Statement that contains the apportionment of costs and revenues to that business. The Allocation Statement, approved by the Board of Directors of the Licensee, shall be accompanied with an explanation of the methodology for apportionment which should be consistent over the Control Period.

Transmission Tariff

3 The Transmission Tariff payable by the Beneficiaries of the Transmission System shall be designed to recover the Aggregate Revenue Requirement approved by the Commission for each year of the Control Period.

4 In addition to transmission tariff, charges for reactive energy as may be specified by the Commission in the MYT order shall also be payable by all the Beneficiaries of the system.

SLDC Charges

5 SLDC charges shall be payable by various utilities as may be determined by the Commission.

Annual Transmission Service Charge

6 The fixed cost of the transmission system shall be computed on annual basis, in accordance with norms contained in these regulations, aggregated as appropriate, and recovered on monthly basis as transmission charge from the users.

7 The transmission charge (inclusive of incentive) payable for a calendar month for a transmission system or part thereof shall be

8 ARR x (NDM / NDY) x (TAFM / NATAF)

9 Where,

10 ARR = Aggregate Revenue Requirement specified for the year, in Rupees;

11 NATAF = Normative annual transmission availability factor, in per cent specified in clause A5:3(i) of these Regulations;

12 NDM = Number of days in the month;

13 NDY = Number of days in the year; and

14 TAFM = Transmission system availability factor for the month, in Percent, computed in accordance with Appendix -II to these Regulations.

15 The Transmission Licensee shall raise the bill for the transmission charge (inclusive of incentive) for a month based on its estimate of TAFM. Adjustments, if any, shall be made on the basis of the TAFM to be certified by the SLDC within 30 days from the last day of the relevant month.

Allocation of Transmission Service Charge

16 The Annual Transmission Service Charge (ATSC) shall be shared between the long and medium term customers of the transmission system on monthly basis based on the allotted transmission capacity or contracted capacity, as the case may be.

17 Transmission charges corresponding to any plant capacity for which a Beneficiary has not been identified and contracted shall be paid by the concerned generating company.

18 No distinction in charges shall exist in terms of long term, medium term or short term access to the intra-State Transmission System.

19 Provided that, the transactions for long term and medium term shall be denominated in Rs/kW/month or any suitable denomination as may be stipulated by the Commission.

20 For short term bilateral transactions and short term collective transactions through power exchanges, the transmission tariff shall be denominated in Rs/kWh/hr.

21 25% of the charges collected from the short term open access customer shall be retained by the transmission licensee and the balance 75% shall be considered as non-tariff income and adjusted towards reduction in the transmission service charges payable by the long term and medium term users.

22 Notwithstanding anything contained in these regulations, the Commission after conducting study and due regulatory process may notify the revised sharing and recovery of annual transmission service charge of the transmission licensee.

Truing Up Mechanism

23 Truing-up shall be carried out in accordance with Regulation A4:16, for each year based on the actual audited information and prudence check by the Commission:

(i) Provided that if such variations are large, and it is not feasible to recover in one year alone, the Commission may take a view to create a regulatory asset, as per the guidelines provided in clause 8.2.2 of the National Tariff Policy.

(ii) Provided further that under business as usual conditions, the Commission, to ensure tariff stability, may include the opening balances of uncovered gap / trued-up costs in the subsequent Control Period's ARR instead of including in the year succeeding the relevant year of the control period after providing for transition financing arrangement or capital restructuring.

A7: MULTI YEAR TARIFF FILING PROCEDURE

1 The Multi Year Tariff filing shall be in such form and in such manner as may be decided by the Commission and as per the provisions of Conduct of Business Regulations.

2 The Transmission Licensee shall also submit the Multi Year Tariff filing in electronic format to the Commission.

Multi-Year Filings for the Control Period Business Plan Filings

3 The Transmission Licensee shall file for the Commission's approval, on 1st April of the year preceding the first year of the Control Period or any other date as may be directed by the Commission, a Business Plan approved by the Board of Directors. The Business Plan shall be for the entire Control Period and shall, inter alia, contain;

- (i) Capital Investment Plan: This should be commensurate with load growth and quality improvement proposed in the Business Plan. The investment plan should also include corresponding capitalisation schedule and financing plan;
- (ii) The appropriate capital structure and cost of financing (interest on debt) and return on equity, terms of the existing loan agreements, etc;
- (iii) Operation and Maintenance (O&M) expenses: This shall include the costs estimated for the Base Year, the actual expenses incurred in the previous control period and the projected values for each year of the Control Period based on the proposed norms for O&M cost, including indexation and other appropriate mechanisms;
- (iv) Depreciation: Based on the fair life of the asset and capitalisation schedules for each year of the Control Period;
- (v) Performance Targets: A set of targets proposed for controllable items such as Availability of transmission system, transformer failure rate, and any other parameters for quality of supply. The targets shall be consistent with the Capital Investment Plan proposed by the Transmission Licensee;
- (vi) Proposals for Non-Tariff Income with item-wise description and details;
- (vii) Proposals in respect of income from Other Business;
- (viii) Other Information: This shall include any other details considered appropriate by the Transmission Licensee for consideration during determination of tariff; and
- (ix) SLDC Charges.

Tariff Filing

4 The Transmission Licensee shall file an application for approval of Transmission Tariff for each year of the Control Period, not less than 120 days before the commencement of the first year of the Control Period or such other date as may be directed by the Commission.

5 The filings for Transmission Tariff shall contain the following:

- (i) The Transmission System or network usage forecast for each year of the Control Period, consistent with the Business Plan;
- (ii) Proposals for transmission tariff design for each year of the Control Period, including the losses to be charged and the procedure thereof;
- (iii) Proposal for transmission tariff rate for each year of the Control Period supported by adequate justification;
- (iv) Proposal for reactive energy charges;
- (v) Proposal for SLDC charges; and
- (vi) Expected Revenue from the Licensed Business, Non-Tariff Income and income from Other Business and other matters considered appropriate by the Transmission Licensee.

6 The Transmission Licensee shall continue to provisionally bill beneficiaries with the tariff approved by the Commission and applicable as on 31.3.2012 for the period starting from 1.4.2012 till approval of tariff by the Commission in accordance these regulations:

7 Provided that where the tariff provisionally billed exceeds or falls short of the final tariff approved by the Commission under these regulations, the Transmission Licensee shall refund to or recover from the beneficiaries within six months along with simple interest at the rate equal to Base Rate of State Bank of India plus 150 basis points on the 1st April of the concerned/respective year.

Annual Performance Review (APR) during the Control Period

8 The Transmission Licensee shall submit information as part of annual review on actual performance to assess its performance vis-à-vis performance targets approved by the Commission at the beginning of the Control Period. The Licensee shall submit information on performance on uncontrollable parameters (Non-Tariff Income) and controllable parameters (O&M Expenses, capital investment, capitalisation, depreciation, RoCE, etc).

9 The Licensee shall submit the revised ARR and corresponding tariff adjustments 120 days before the commencement of the Financial Year. The revised estimates shall be required because of trued-up costs on account of depreciation, Return on Capital Employed, incentive mechanism for exceeding the targets and implementation of performance framework for quality of supply targets as per the prescribed formats.

10 The Licensee shall submit details of capital expenditure and additional capital expenditure incurred during the period under review, duly audited and certified by the auditors.

11 Where after the truing up the tariff recovered exceeds the tariff approved by the Commission under these regulations the Licensee shall refund to the beneficiaries excess amount so recovered along with simple interest at the rate equal to Base Rate of State Bank of India plus 150 basis points as on 1st April of the respective year.

12 Where after the truing up the tariff recovered is less than the tariff approved by the Commission under these regulations the Licensee shall recover from the beneficiaries under-recovered amount along with simple interest at the rate equal to the Base Rate of State Bank of India plus 150 basis points as on 1st April of the respective year.

13 The amount under-recovered or over-recovered, along with simple interest at the rate equal to the Base Rate of State Bank of India plus 150 basis points as on 1st April of the respective year, shall be recovered or refunded by the Licensee in six equal monthly installments starting within three months from the date of the tariff order issued by the Commission after the truing up exercise.

Review at the end of the Control Period

14 Towards the end of the Control Period, the Commission shall seek to review if the implementation of the principles laid down in these Regulations has achieved their intended objectives. While doing this, the Commission shall take into account, among other things, the industry structure, sector requirements, consumer and other stakeholder expectations and Licensee's requirements at that point in time. Depending on the requirements of the sector to meet the objects of the Act, the Commission may revise the principles for the third Control Period.

15 The end of the second Control Period shall be the beginning of the third Control Period and the Licensee shall follow the same procedure unless required otherwise by the Commission. The Commission shall analyse the performance of the Licensee with respect to the targets set out at the beginning of the second Control Period and based on the actual performance, expected efficiency improvements and other factors prevalent, determine the initial values for the next Control Period.

A8: DISPOSAL OF APPLICATION

1 The Commission shall process the filings made by the Transmission Licensee in accordance with these Regulations and the Conduct of Business Regulations.

2 Based on the Transmission Licensees' filings, objections/ suggestions from public and other stakeholders, the Commission may accept an application with such modifications and/or such conditions as may be deemed just and appropriate and issue, within 120 days of the receipt of the application and considering all suggestions and objections from public and other stakeholders, an Order containing inter alia targets for controllable items and the approved Aggregate Revenue Requirement for the Transmission Business for each year of the Control Period.

A9: PERIODIC REVIEWS

1 To ensure smooth implementation of the Multi Year Tariff (MYT) framework, the Commission may undertake periodic reviews of Transmission Licensees' performance during the Control Period, to address any practical issues, concerns or unexpected outcomes that may arise.

2 The Transmission Licensee shall submit information as part of annual performance review on actual performance to assess the performance vis-à-vis the targets approved by the Commission at the beginning of the Control Period. This shall include annual statements of its performance and accounts including latest available audited accounts as well as the regulatory accounts in the prescribed formats and the tariff worked out in accordance with these Regulations.

3 During the Annual Performance Review, the Commission shall monitor the year wise progress of the actual capital expenditure incurred by the Licensee vis-à-vis the approved capital expenditure. The Transmission Licensee shall submit the actual capital expenditure incurred along with the Annual Performance Review Filing.

4 The Commission may also direct any modifications to the forecast of the Transmission Licensee for the remainder of the Control Period, with detailed reasons for the same.

A10: MISCELLANEOUS

Sharing of Clean Development Mechanism (CDM) Benefits

1 The proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared in the following manner, namely:-

- (i) 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the project developer in the first year (12 months) after the date of commercial operation of the transmission system;
- (ii) in the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, whereafter the proceeds shall be shared in equal proportion, by the transmission licensee and the users.

Foreign Exchange Rate Variation

- 2 The Transmission Licensee may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan acquired for the transmission system in part or full in the discretion of the Transmission Licensee.
- 3 The Transmission Licensee shall recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant year on year-to-year basis as expense in the period in which it arises and extra rupee liability corresponding to such foreign exchange rate variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.
- 4 To the extent the Transmission Licensee is not able to hedge the foreign exchange exposure, the extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign currency loan in the relevant year shall be permissible provided it is not attributable to the Transmission Licensee or its suppliers or contractors.
- 5 The Transmission Licensee shall recover the cost of hedging and foreign exchange rate variation on year-to-year basis as income or expense in the period in which it arises.

Recovery of cost of hedging Foreign Exchange Rate Variation

- 6 Recovery of cost of hedging and foreign exchange rate variation shall be made directly by the Transmission Licensee from the users without making any application before the Commission:
- 7 Provided that in case of any objections by the users to the amounts claimed on account of cost of hedging or foreign exchange rate variation, the Transmission Licensee may make an appropriate application before the Commission for its decision.

Issue of Orders and Practice Directions

- 8 Subject to the provision of the Act and these Regulations, the Commission may, from time to time, issue Orders and Practice directions in regard to the implementation of these Regulations and procedure to be followed on various matters, which the Commission has been empowered by these Regulations to direct, and matters incidental or ancillary thereto.
- 9 Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall have the authority, either suo motu or on a petition filed by any interested or affected party, to determine the tariff of any Licensee.

Powers to remove difficulties

- 10 If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these Regulations, the Commission may, by a general or special order, not being inconsistent with the provisions of these Regulations or the Act, do or undertake to do things or direct the Licensee to do or undertake such things which appear to be necessary or expedient for the purpose of removing the difficulties.

Power of Relaxation

- 11 The Commission may in public interest and for reasons to be recorded in writing, relax any of the provision of these Regulations.

Interpretation

- 12 If a question arises relating to the interpretation of any provision of these Regulations, the decision of the Commission shall be final.

Saving of Inherent Powers of the Commission

- 13 Nothing contained in these Regulations shall limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission from adopting a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations, if the Commission, in view of the special circumstances of the matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient to depart from the procedure specified in these Regulations.

Enquiry and Investigation

- 14 All enquiries, investigations and adjudications under these Regulations shall be done by the Commission through the proceedings in accordance with the provisions of the Conduct of Business Regulations.

Power to Amend

- 15 The Commission, for reasons to be recorded in writing, may at any time vary, alter or modify any of the provision of these Regulations by amendment.

JAYSHREE RAGHURAMAN
SECRETARY

Appendix-I: Depreciation Schedule

S. No	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage value= 10%)
A	Land owned under full ownership	SLM 0.00%
B	Land under lease	
(a)	For investment in land	3.34%

S. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage value=10%)
(b)	For cost of clearing site	3.34%
C	Assets Purchased New	
a.	PI & machinery in generating stations	
(i)	Hydro-electric	5.28%
(ii)	Steam-electric NHRB & Waste Heat Recovery Boilers	5.28%
(iii)	Diesel electric & gas plant	5.28%
b.	Cooling towers and circulating water systems	5.28%
c.	Hydraulic works forming part of hydro-electric system including:	
(i)	Dams, spillways weirs, canals, reinforced concrete flumes & siphons	5.28%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge (tanks) hydraulic control valves and hydraulic works	5.28%
d.	Building & civil engineering works of a permanent character, not mentioned above:	
(i)	Offices & showrooms	3.34%
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erection such as wooden structures	100.00%
(v)	Roads other than kutcha roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
e.	Transformers, kiosk sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant foundations)	
(i)	Transformers (including foundations) having a rating of 100 kilo volt amperes and over	5.28%
(ii)	Others	5.28%
f.	Switchgear, including cable connections	5.28%
g.	Lightning arrestors:	
(i)	Station type	5.28%
(ii)	Pole type	5.28%
(iii)	Synchronous condenser	5.28%
h.	Batteries	5.28%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	5.28%
(ii)	Cable duct system	5.28%
i.	Overhead lines including cable support	
(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 kV	5.28%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13.2 kV but not exceeding 66 kV	5.28%

S. No	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage value=10%)
(iii)	Lines on steel or reinforced concrete supports	5.28%
(iv)	Lines on treated wood supports	5.28%
j.	Meters	5.28%
k.	Self propelled vehicles	9.50%
l.	Air conditioning plants:	
(i)	Static	5.28%
(ii)	Portable	9.50%
m.		
(i)	Office furniture and furnishings	6.33%
(ii)	Office equipments	6.33%
(iii)	Internal wirings including fittings and apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	5.28%
n.	Apparatus let on hire:	
(i)	Other than motors	9.50%
(ii)	Motors	6.33%
o.	Communication equipment	
(i)	Radio and higher frequency carrier systems	6.33%
(ii)	Telephone lines and telephones	6.33%
p.	IT Equipments	15.00%
q.	Any other assets not covered above	5.28%

Appendix-II: Procedure for Calculation of Transmission System Availability Factor for a Month

- Transmission system Availability factor for a calendar month (TAFM) shall be calculated by the respective Transmission Licensee, got verified and certified by the SLDC and separately for each AC transmission system and grouped according to sharing of transmission charges.
- TAFM, in percent, shall be equal to $(100 - 100 \times \text{NAFM})$, where NAFM is the non-availability factor in per unit for the month, for the transmission system / subsystem.
- NAFM for A.C. systems / sub-systems shall be calculated as follows :

$$\text{NAFM} = \left[\sum_{l=1}^L (\text{OH } l \times \text{Ckt. km } l \times \text{NSC } l) + \sum_{t=1}^T (\text{OH } t \times \text{MVA } t \times 2.5) + \sum_{r=1}^R (\text{OH } r \times \text{MVAR } r \times 4) \right] / \text{THM} \times \left[\sum_{l=1}^L (\text{Ckt. km } l \times \text{NSC } l) + \sum_{t=1}^T (\text{MVA } t \times 2.5) + \sum_{r=1}^R (\text{MVAR } r \times 4) \right]$$

Where,

l identifies a transmission line circuit;

t identifies a transformer / Inter connecting transformer (ICT);

r identifies a bus reactor, switchable line reactor or Static VAR Compensation(SVC);

L = total number of line circuits;

T = total number of transformers and ICTs;

R = total number of bus reactors, switchable line reactors and SVCs;

OH = Outage hours or hours of non-availability in the month, excluding the duration of outages not attributable to the Transmission Licensee, if any, as per clause 5;

Ckt. km = Length of a transmission line circuit in km;

NSC = Number of sub-conductors per phase;

MVA = MVA rating of a transformer / ICT;

MVAR = MVAR rating of a bus reactor, switchable line reactor or an SVC (in which case it would be the sum of inductive and capacitive capabilities);

THM = Total hours in the month;

4. The transmission elements under outage due to following reasons shall be deemed to be available:
 - (a) Shut down availed for maintenance or construction of elements of another transmission scheme. If the other transmission scheme belongs to the Transmission Licensee, the SLDC may restrict the deemed availability period to that considered reasonable by him for the work involved.
 - (b) Switching off of a transmission line to restrict over voltage and manual tripping of switched reactors as per the directions of SLDC.
5. Outage time of transmission elements for the following contingencies shall be excluded from the total time of the element under period of consideration.
 - (a) Outage of elements due to acts of God and force majeure events beyond the control of the Transmission Licensee. However, onus of satisfying the SLDC that element outage was due to aforesaid events and not due to design failure shall rest with the Transmission Licensee. A reasonable restoration time for the element shall be considered by SLDC and any additional time taken by the Transmission Licensee for restoration of the element beyond the reasonable time shall be treated as outage time attributable to the Transmission Licensee. SLDC may consult the Transmission Licensee or any expert for estimation of reasonable restoration time. Circuits restored through ERS (Emergency Restoration System) shall be considered as available.
 - (b) Outage caused by grid incident/disturbance not attributable to the Transmission Licensee, e.g. faults in substation or bays owned by other agency causing outage of the Transmission Licensee's elements, and tripping of lines, ICTs, etc. due to grid disturbance. However, if the element is not restored on receipt of direction from SLDC while normalizing the system following grid incident/disturbance within reasonable time, the element shall be considered not available for the period of outage after issuance of SLDC's direction for restoration.

Delhi Electricity Regulatory Commission

Regulations on Terms & Conditions for Determination of Wheeling Tariff & Retail Supply

No. F. 3(290)/Tariff/DERC/2011-12/C.F. 3180 – The Commission having deliberated on the draft Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff) Regulations 2011 and after having considered the responses received from various stakeholders and in exercise of powers vested under the Electricity Act, 2003, hereby approves the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms & Conditions for Determination of Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff) Regulations, 2011.

A1: SHORT TITLE, COMMENCEMENT AND EXTENT

- 1 These Regulations shall be called the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff) Regulations, 2011.
- 2 These Regulations shall come into force on April 1, 2012 and unless reviewed earlier or extended by the Commission shall remain in force for a period of three year from the date of commencement.
- 3 These Regulations shall extend to the whole of National Capital Territory of Delhi.

A2: DEFINITIONS AND INTERPRETATION

- 1 In these Regulations, unless the context otherwise requires –

- (i) "Act" means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), including amendments thereto;
- (ii) "Aggregate Revenue Requirement" or "ARR" means for each Financial Year, the costs pertaining to the Licensed business which are permitted, in accordance with these Regulations, to be recovered from the tariffs and charges determined by the Commission;
- (iii) "Allocation Statement" means for each Financial Year, a statement in respect of each of the businesses (Wheeling, Retail Supply, Other Business) of the Licensee, showing the amounts of any revenue, cost, asset, liability, reserve or provision etc, which has been either;

Determined by apportionment or allocation between different businesses of the Licensee including the Licensed Business, together with a description of the basis of the apportionment or allocation; or

Charged from or to each such Other Business together with a description of the basis of that charge;

- (iv) "Base Year" means the Financial Year immediately preceding first year of the Control Period;
- (v) "Commission" means the Delhi Electricity Regulatory Commission;
- (vi) "Conduct of Business Regulations" means the Delhi Electricity Regulatory Commission Comprehensive (Conduct of Business) Regulations, 2001, as amended from time to time;
- (vii) "Control Period" means a multi-year period fixed by the Commission, from 1st April 2012 and up to 31st March 2015;
- (viii) "Financial Year" means a period commencing on 1st April of a calendar year and ending on 31st March of the subsequent calendar year;
- (ix) "Licence" means a Licence granted under Section 14 of the Act;
- (x) "Licensed Business" shall mean the functions and activities, which the Licensee is required to undertake in terms of the Licence granted or being a deemed Licensee under the Act;
- (xi) "Licensee" means a person who has been granted a Licence and shall include a deemed Licensee;
- (xii) "Non-Tariff Income" means income relating to the Licensed business other than from tariff (Wheeling and Retail Supply), and excluding any income from Other Business, cross-subsidy surcharge and additional surcharge;
- (xiii) "Other Business" means other businesses of the Distribution Licensee under section 51 of the Electricity Act 2003;
- (xiv) "Retail Supply Business" means the business of sale of electricity by a Distribution Licensee to the category of consumers within its area of supply in accordance with the terms of the Licence for distribution and retail supply of electricity;
- (xv) "Retail Supply Tariff" is the tariff charged by the Distribution Licensee for supply to its Customers other than open access consumer which includes charges for Wheeling and Retail Supply;
- (xvi) "Trading Business" means the business of purchase of electricity by the Distribution Licensee for resale of electricity to other Licensee or consumers or category of consumers outside the area of supply of the Distribution Licensee;
- (xvii) "Wheeling" means the operation whereby the distribution system and associated facilities of a Distribution Licensee, are used by another person for the conveyance of electricity on payment of charges to be determined under section 62;
- (xviii) "Wheeling Business" means the business of operating and maintaining a distribution system for conveyance of electricity in the area of supply of the Distribution Licensee.

2 Words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act shall have meaning assigned to them under the Act.

3 All proceedings under these Regulations shall be governed by the Conduct of Business Regulations.

A3: SCOPE OF REGULATIONS AND EXTENT OF APPLICATION

1 In accordance with the principles laid out in these Regulations, the Commission shall determine the tariff for –

- (i) Wheeling of electricity, i.e. Wheeling Tariff;
- (ii) Retail sale of electricity, i.e. Retail Supply Tariff;
- (iii) Provided that in case of distribution of electricity in the same area by two or more Distribution Licensees, the Commission may, for promoting competition among Distribution Licensees, fix only maximum ceiling of tariff for retail sale of electricity;
- (iv) Provided further that where the Commission has permitted open access to any category of consumers under Section 42 of the Act, the Commission shall determine the Wheeling Tariff, cross-subsidy surcharge, additional surcharge and other open access related charges in accordance with these Regulations and Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Open Access) Regulations, 2005.

2 In accordance with the principles laid out in these Regulations, the Commission shall determine the Aggregate Revenue Requirement (ARR) and Tariff for

- (i) Wheeling Business; and
- (ii) Retail Supply Business.

3 The ARR determined for the Wheeling Business shall be used to fix the Wheeling Tariff for wheeling of electricity.

4 The ARR determined for Retail Supply Business shall be used to fix the Retail Supply Tariff for retail sale of electricity.

5 These Regulations shall apply to all the Distribution Licensees in the National Capital Territory of Delhi.

A4: GENERAL APPROACH AND GUIDING PRINCIPLES

1 The Commission shall adopt Multi Year Tariff framework for approval of ARR and expected revenue from tariffs and charges.

2 The Multi Year Tariff framework shall be based on the following:

- (i) Business Plan of the Distribution Licensee for the entire Control Period to be submitted to the Commission for approval, prior to the start of the Control Period;
- (ii) Applicant's forecast of expected Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff for each year of the Control Period, based on reasonable assumptions of the underlying financial and operational parameters, as submitted in the Business Plan;
- (iii) Trajectory for specific parameters shall be stipulated by the Commission, where the performance of the applicant is sought to be improved through incentives and disincentives;
- (iv) Annual review of performance shall be conducted based on the actual vis-à-vis the approved forecast and categorization of variations in performance into controllable factors and uncontrollable factors;
- (v) The Distribution Licensee's performance vis-à-vis the AT&C loss targets specified by the Commission shall be appropriately incentivise/penalise; and
- (vi) Variation in revenue / cost on account of uncontrollable factors like sales, power purchase and controllable factors - RoCE and Depreciation shall be true up annually.

Segregation of Wheeling and Retail Supply Business

3 The Distribution Licensee shall segregate the accounts of the Licensed business into Wheeling Business and Retail Supply Business.

4 For such period until accounts are segregated, the Licensees shall prepare an Allocation Statement to apportion costs and revenues to respective business in accordance with the methodology prescribed in Appendix 2. The Allocation Statement along with the methodology which should be consistent over the Control Period, as approved by the Managing Director/CEO of the Licensee, shall be submitted for approval of the Commission.

Baseline

5 The baseline values (operating and cost parameters) for the Control Period shall be determined by the Commission and based on the approved values by the Commission in the past, latest audited accounts, estimate of the actuals for the relevant year, prudence check and other factors considered appropriate by the Commission.

6 The Commission shall normally not revisit the performance targets.

Targets for Controllable Parameters

7 The Commission shall set targets for each year of the Control Period for the items or parameters that are deemed to be "controllable" and which include:

- (i) AT&C Loss, which shall be measured as the difference between the units input into the distribution system for sale to all its consumer and the units realised wherein the units realised shall be equal to the product of units billed and collection efficiency;
- (ii) Provided that units billed shall include the units realised on account of theft measured on actual basis i.e. number of units against which payment of theft billing has been realised;
- (iii) Distribution losses, which shall be measured as the difference between the net units input into the distribution system for sale to all its consumer and sum of the total energy billed in its Licence area in the same year;
- (iv) Collection efficiency, which shall be measured as ratio of total revenue realised to the total revenue billed in the same year;
- (v) Provided that revenue realisation from electricity duty and late payment surcharge shall not be included for computation of collection efficiency;
- (vi) Operation and Maintenance Expenditure which includes employee expenses, repairs and maintenance expenses, administration and general expenses and other miscellaneous expenses viz. audit fees, rents, legal fees etc;
- (vii) Return on Capital Employed;
- (viii) Depreciation; and
- (ix) Quality of Supply.

8 The target AT&C loss levels to be achieved by each Distribution Licensee during each year of the Control Period shall be determined by the Commission based upon benchmarking, past trends, business plan submitted by the Distribution Licensee and any other factor considered relevant by the Commission.

- (i) The Distribution Licensee will be eligible for incentive by the way of higher rate of Return on Equity (to be considered while calculating RoCE) as shown below for achieving lower AT&C loss level than specified in the loss reduction trajectory;
- (ii) Additional Return on Equity (%) = $(X_i - Y_i) / (X_{i-1} - X_i)$
- (iii) Where,

- (iv) X_i = Target AT&C loss level for i^{th} year,
- (v) X_{i-1} = Target AT&C loss level for $(i-1)^{\text{th}}$ year,
- (vi) Y_i = Actual AT&C Loss level for i^{th} year;
- (vii) Provided that any financial loss on account of under performance with respect to AT&C loss targets shall be to the Licensee's account.

Sales Forecast

9 The Licensee shall forecast sales for each customer category and sub-categories for each year of the Control Period in their filings, for the Commission's review and approval.

10 The Commission shall examine the forecasts for their reasonableness and consistency based on growth in the number of consumers, pattern of consumption, losses and demand of electricity in previous years and anticipated growth in the next year and any other factor, which the Commission may consider relevant and approve the sales forecast with such modifications as deemed fit for each year of the Control Period.

11 Sales shall be treated as uncontrollable.

12 Sale of electricity, if any, to electricity traders or other distribution Licensee(s) shall be separately indicated;

13 The distribution Licensee(s) shall also indicate category-wise open access customers and sales. The demand and energy wheeled for them shall be shown separately for:

- (i) Supply within its area of supply; and
- (ii) Supply outside its area of supply.

Capital Investment

14 The Commission shall approve capital investment plan of the Licensees for the Control Period commensurate with load growth, distribution loss reduction and quality improvement proposed in the Business Plan.

15 Capital investment plan submitted by the Licensee shall also provide details of ongoing projects that will spill into the Control Period and new projects that will commence during the Control Period but may extend beyond the Control Period.

16 The investment plan shall be zone -wise /scheme-wise and with respect to each zone/scheme, shall include:

- (i) Purpose of investment (i.e. replacement of existing assets, meeting load growth, technical loss reduction, non-technical loss reduction, meeting reactive energy requirements, customer service improvement, improvement in quality and reliability of supply, etc);
- (ii) Capital Structure;
- (iii) Capitalization Schedule;
- (iv) Financing Plan;
- (v) Cost-benefit analysis;
- (vi) Performance improvement envisaged in the Control Period.

17 The Commission shall review actual capital expenditure incurred and capitalisation at the end of each year of the Control Period vis-à-vis the approved capital expenditure and capitalisation schedule. Based on trued up capital expenditure and capitalisation, the Commission shall true up Return on Capital Employed (RoCE) and depreciation while truing up for any year of the Control Period. The Commission may also revise the capital expenditure and capitalisation for remaining years of the Control Period based on trued up capital expenditure and capitalisation for any year.

18 Capital expenditure shall normally be incurred by the Licensee after the approval of the Commission.

19 The Licensee shall quarterly submit the details of the scheme-wise asset capitalisation along with receipt of the Electrical Inspector certificate (wherever applicable) and other documents as may be prescribed by the Commission from time to time for allowing Return on Capital Employed and Depreciation.

Quality of Supply and Customer Service

20 The quality of supply and the customer service parameters shall be monitored as per the norms to be prescribed by the Commission separately from time to time. For certain parameters listed in clause A6:2, the Commission shall monitor Licensee's performance with respect to the targets specified.

True Up

21 The true up across various controllable and uncontrollable parameters shall be conducted as per principle stated below:

- (i) Variation in revenue / expenditure on account of uncontrollable sales / power purchase respectively shall be trued up every year;
- (ii) For controllable parameters,

Any surplus or deficit on account of Operation and Maintenance (O&M) expenses shall be to the account of the Licensee and shall not be trued up in ARR; and

Depreciation and Return on Capital Employed shall be trued up every year based on the actual capital expenditure and actual capitalisation vis-à-vis capital investment plan (capital expenditure and capitalisation) approved by the Commission:

Provided that any surplus or deficit in Working Capital shall be to the account of the Licensee and shall not be trued up in ARR:

Provided further that the Commission shall not true up the interest rate, if variation in State Bank of India Base Rate as on April 1, 2012, is within +/- 1% during the Control Period. Any increase / decrease in State Bank of India Base Rate beyond +/- 1% only shall be true up.

A5: PRINCIPLES FOR DETERMINATION OF ARR

ARR for Wheeling Business

1 The Aggregate Revenue Requirement for the Wheeling Business of the Distribution Licensees for each year of the Control Period, shall contain the following items;

- (i) Operation and Maintenance expenses;
- (ii) Return on Capital Employed;
- (iii) Depreciation;
- (iv) Income Tax;
- (v) Interest on Consumer Security Deposit;
- (vi) Less: Non-Tariff Income;
- (vii) Less: Income from Other Business; and
- (viii) Less: Income from wheeling of electricity.

ARR for Retail Supply Business

2 The Aggregate Revenue Requirement for the Retail Supply Business of the Distribution Licensee, for each year of the Control Period, shall contain the following items;

- (a) Cost of power procurement;
- (i) Transmission & Load Dispatch charges;
- (ii) Operation and Maintenance expenses;
- (iii) Return on Capital Employed;
- (iv) Depreciation;
- (v) Income Tax;
- (vi) Interest on Consumer Security Deposit;
- (vii) Less: Non-Tariff Income;
- (viii) Less: Income from Other Business; and
- (ix) Less: Receipts on account of cross subsidy surcharge and additional surcharge from open access customers.

Operation and Maintenance Expenses

3 Operation and Maintenance (O&M) expenses shall include:

- (i) Salaries, wages, pension contribution and other employee costs;
- (ii) Administrative and General expenses which shall also include expense related to raising of loans;
- (iii) Repairs and Maintenance; and
- (iv) Other miscellaneous expenses, statutory levies and taxes (except corporate income tax).

4 The Licensee shall submit the O&M expenses for the Control Period as prescribed in Multi Year Tariff filing procedure. The O&M expenses for the Base Year shall be approved by the Commission taking into account the latest available audited accounts, business plan filed by the Licensees, estimates of the actuals for the Base Year, prudence check and any other factor considered appropriate by the Commission.

5 O&M expenses permissible towards ARR for each year of the Control Period shall be determined using the formula detailed below:

$$(i) \quad O\&M_n = (R\&M_n + EMP_n + A\&G_n) * (1 - X_n)$$

Where,

$$R\&M_n = K * GFA_{n-1};$$

$$EMP_n + A\&G_n = (EMP_{n-1} + A\&G_{n-1}) * (INDX);$$

$$INDX = 0.55 * CPI + 0.45 * WPI;$$

X_n is an efficiency factor for n^{th} year. Value of X_n shall be determined by the Commission in the MYT Tariff order based on Licensee's filing, benchmarking, approved cost by the Commission in past and any other factor the Commission feels appropriate;

EMP_n – Employee Costs of the Licensee for the n^{th} year;

$A\&G_n$ – Administrative and General Costs of the Licensee for the n^{th} year; and

$R\&M_n$ – Repair and Maintenance Costs of the Licensee for the n^{th} year.

Where,

- (i) 'K' is a constant (could be expressed in %). Value of K for each year of the Control Period shall be determined by the Commission in the MYT Tariff order based on Licensee's filing, benchmarking, approved cost by the Commission in past and any other factor considered appropriate by the Commission;

- (ii) INDEX - Inflation Factor to be used for indexing. Value of INDEX shall be a combination of the Consumer Price Index (CPI) and the Wholesale Price Index (WPI) for immediately preceding five years before the base year.

Return on Capital Employed

7 Return on Capital Employed (RoCE) shall be used to provide a return to the Distribution Licensee, and shall cover all financing costs, without providing separate allowances for interest on loans and interest on working capital.

8 The Regulated Rate Base (RRB) shall be used to calculate the total capital employed which shall include the original cost of assets and working capital, less the accumulated depreciation. Capital work in progress (CWIP) shall not form part of the RRB. Consumer Contribution, capital subsidies / grants shall be deducted in arriving at the RRB.

9 The RRB shall be determined for each year of the Control Period at the beginning of the Control Period based on the approved capital investment plan with corresponding capitalisation schedule and normative working capital.

10 The Regulated Rate Base for the i^{th} year of the Control Period shall be computed in the following manner:

$$RRB_i = RRB_{i-1} + \Delta AB_i / 2 + \Delta WC_i$$

Where,

'i' is the i^{th} year of the Control Period, $i = 1, 2, 3, 4$ for the first Control Period;

RRB_i : Regulated Rate Base for the i^{th} year of the Control Period;

ΔAB_i : Change in the Regulated Rate Base in the i^{th} year of the Control Period. This component shall be the average of the value at the beginning and end of the year as the asset creation is spread across a year and is arrived at as follows:

$$\Delta AB_i = Inv_i - D_i - CC_i$$

Where,

Inv_i : Investments projected to be capitalised during the i^{th} year of the Control Period and approved;

D_i : Amount set aside or written off on account of Depreciation of fixed assets for the i^{th} year of the Control Period;

CC_i : Consumer Contributions, capital subsidy / grant pertaining to the ΔAB_i and capital grants/subsidies received during i^{th} year of the Control Period for construction of service lines or creation of fixed assets;

RRB_{i-1} : Regulated Rate Base for the Financial Year preceding the i^{th} year of the Control period. For the first year of the Control Period, RRB_0 shall be the Regulated Rate Base for the Base Year i.e. RRB_0 ;

$$RRB_0 = OCFA_0 - AD_0 - CC_0$$

Where,

$OCFA_0$: Original Cost of Fixed Assets at the end of the Base Year available for use and necessary for the purpose of the Licensed business;

AD_0 : Amounts written off or set aside on account of depreciation of fixed assets pertaining to the regulated business at the end of the Base Year;

CC_0 : Total contributions pertaining to the $OCFA_0$, made by the consumers, capital subsidy / grants towards the cost of construction of distribution/service lines by the Distribution Licensee and also includes the capital grants/subsidies received for this purpose;

ΔWC_i : Change in normative working capital requirement in the i^{th} year of the Control Period, from the $(i-1)^{th}$ year. For the first year of the Control Period ($i=1$), ΔWC_1 shall be taken as the normative working capital requirement of the first year.

11 Return on Capital Employed (RoCE) for the year 'i' shall be computed in the following manner:

Where,

WACCI is the Weighted Average Cost of Capital for each year of the Control Period;

$$RoCE = WACCI * RRB_i$$

RRB_i - Regulated Rate Base is the asset base for each year of the Control Period based on the capitalisation and working capital.

12 The WACC for each year of the Control Period shall be computed at the start of the Control Period in the following manner:

Where,

$$WACC = \left[\frac{D/E}{1+D/E} \right] * r_d + \left[\frac{1}{1+D/E} \right] * r_e$$

D/E is the Debt to Equity Ratio and for the purpose of determination of tariff, debt-equity ratio for the asset capitalized shall be 70:30. Where equity employed is in excess of 30%, the amount of equity for the purpose of tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as notional loan. The interest rate on the amount of equity in excess of 30% treated as notional loan shall be the weighted average rate of the loans of the Licensee for the respective years and shall be further limited to the prescribed rate of return on equity in the Regulations. Where actual equity employed is less than 30%, the actual equity and debt shall be considered: Provided that the Working capital shall be considered 100% debt financed for the calculation of WACC;

Provided further that the Debt to Equity Ratio for the assets covered under Transfer Scheme, dated July 1, 2002 shall be considered as per the debt and equity in the transfer scheme;

Provided further that Debt to Equity Ratio for the assets capitalised till 1.04.2012 (other than assets covered under Transfer Scheme) shall be considered as per the debt and equity approved by the Commission at the time of capitalization.

r_d is the Cost of Debt and shall be determined at the beginning of the Control Period after considering Licensee's proposals, present cost of debt already contracted by the Licensee, credit rating, benchmarking and other relevant factors (risk free returns, risk premium, prime lending rate etc.);

r_e is the Return on Equity and shall be considered at 16% post tax:

Provided further that any additional investment made by the Licensee other than in the fixed asset of the distribution business, shall not qualify for the return on equity.

13 The Distribution Licensee shall make every effort to refinance the loan as long as it results in net benefit to the consumers. The cost associated with such refinancing shall be borne by the consumers and any benefit on account of refinancing of loan and interest on loan shall be passed on to the consumers. Refinancing may also include restructuring of debt.

14 In case any moratorium period is availed by the Licensee, depreciation provided for in the tariff during the years of moratorium shall be treated as notional repayment of loan during those years and interest on loan shall be calculated accordingly.

Working Capital

15 Working capital for wheeling business of electricity shall consist of

- (i) Receivables for two months of Wheeling Charges.

16 Working capital for retail supply of electricity shall consist of

- (i) Receivables for two months of revenue from sale of electricity;
- (ii) Less: Power purchase costs for one month;
- (iii) Less: Transmission charges for one month; and
- (iv) Less: Wheeling charges for two month.

Depreciation

17 Depreciation shall be calculated for each year of the Control Period, on the amount of Original Cost of the Fixed Assets considered for calculation of the Regulated Rate Base of the corresponding year:

- (i) Provided that depreciation shall not be allowed on assets funded by consumer contribution (i.e., any receipts from consumers that are not treated as revenue) and capital subsidies/grants. Provision for replacement of such assets shall be made in the Capital Investment plan;

18 Provided further that the Licensee shall submit yearwise details of assets retired and disposed off, which shall be removed from the Original Cost of Fixed Assets;

19 Provided further that assets shall normally be not retired before completion of the useful life and the Licensee shall take prior approval of the Commission in case of retiring any asset before its useful life;

20 Provided further that the Licensee shall submit year-wise details of the assets which have completed its useful life.

21 Depreciation for each year of the Control Period shall be determined based on the methodology as specified in these Regulations along with the rates and other terms specified in Appendix 1 of these Regulations.

22 Depreciation shall be calculated annually, based on the straight line method, over the useful life of the asset. The base value for the purpose of depreciation shall be original cost of the asset.

23 The residual value of assets shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed to a maximum of 90% of the original cost of the asset. Land is not a depreciable asset and its cost shall be excluded while computing 90% of the original cost of the asset:

24 Provided that if the Licensee is recovering less than residual value on disposing any retired assets, it shall take prior approval of the Commission before disposing such asset.

25 Depreciation shall be charged from the first year of operation of the asset. In case, the operation of the asset is for a part of the year, depreciation shall be charged on a pro rata basis.

- 26 In addition to allowable depreciation, the Distribution Licensee shall be entitled to Advance Against Depreciation, computed in the manner given hereunder:
- 27 AAD = Loan (raised for capital expenditure) repayment amount based on loan repayment tenure, subject to a ceiling of 1/10th of loan amount minus depreciation as calculated on the basis of these Regulations;
- 28 Provided that Advance Against Depreciation shall be permitted only if the cumulative repayment up to a particular year exceeds the cumulative depreciation up to that year;
- 29 Provided further that Advance Against Depreciation in a year shall be restricted to the extent of difference between cumulative repayment and cumulative depreciation up to that year.
- 30 On repayment of entire loan, the remaining depreciable value shall be spread over the balance useful life of the asset.

Cost of Power Procurement

31 Quantum of Power Purchase - The Commission approved category-wise sales forecast shall be applied along with Distribution loss trajectory for estimating the Licensees' power procurement requirement for each year of the Control Period.

32 Distribution Licensee shall be allowed to recover the net cost of power it procures from sources approved by the Commission, viz. Intra-state and Inter-state Trading Licensees, Bilateral Purchases, Bulk Suppliers, State generators, Independent Power Producers, Central generating stations, non-conventional energy generators, generation business of the Distribution Licensee and others, assuming maximum normative rebate available from each source for payment of bills through letter of credit on presentation of bills for supply to consumers of Retail Supply Business;

- (i) Provided that the Distribution Licensee shall propose the cost of power procurement taking into account the fuel adjustment formula specified for the generating stations and net revenues through bilateral exchanges and Unscheduled Interchange (UI) transactions;
- (ii) Provided further that where the Licensee utilises a part of the power purchase approved or bulk supply allocated or contracted for the Retail Supply Business for its Trading Business, the Distribution Licensee shall provide an Allocation Statement clearly specifying the cost of power purchase that is attributable to such trading activity.

33 While approving the cost of power purchase, the Commission shall determine the quantum of power to be purchased from various sources in accordance with the principles of merit order schedule and despatch based on a ranking of all approved sources of supply in the order of their variable cost of power purchase. All power purchase costs shall be considered legitimate unless it is established that the merit order principle has been violated or power has been purchased at unreasonable rates or the power procurement guidelines as laid down by the Commission from time to time has not been followed.

34 To promote economical procurement of power as well as maximizing revenue from sale of surplus power, the Commission may evolve an appropriate mechanism to incentivise / penalise the Distribution Licensee.

35 The Renewable Purchase Obligation of the Distribution Licensee shall be as per the order issued by the Commission from time to time.

AT&C Losses

36 The Licensee shall propose AT&C loss reduction trajectory for each year of the Control Period. For any year of the Control Period, loss reduction should be at least 30% of the total AT&C loss reduction target for the Control Period. The Commission shall examine the filings made by the Licensee for the AT&C loss trajectory for each year of the Control Period and approve the same with modification as considered necessary.

37 The Distribution Licensee shall also propose voltage-wise losses for each year of the Control Period for the determination of voltage-wise cost of supply and determination of voltage-wise Wheeling Tariff.

Transmission, Load Despatch & Wheeling Charges

38 The Distribution Licensee shall be allowed to recover net transmission and load despatch charges payable to the Transmission Licensees (Central Transmission Utility, State Transmission Utility etc.) and System Operators (Regional Load Despatch Centre, State Load Despatch Centre etc.) for access to and use of the inter-state transmission system, intra-state transmission system and availing load despatch services assuming maximum normative rebate available from each source for payment of bills through letter of credit on presentation of bills in accordance with the tariffs approved from time to time by CERC and appropriate State Commissions, as the case may be.

39 The Distribution Licensee shall also be allowed to recover the Wheeling Charges in case the distribution network of other Distribution Licensee is used for procurement of power for the Retail Supply Business.

Corporate Income Tax

40 Tax on income, if any, liable to be paid on the Licensed business of the Distribution Licensee shall be limited to tax on return on the equity component of capital employed. Any additional tax other than this shall not be a pass through, and it shall be payable by the Distribution Licensee itself.

41 The actual assessment of income tax should take into account benefits of tax holiday, and the credit for carry forward losses applicable as per the provisions of the Income Tax Act 1961 shall be passed on to the consumers.

Interest on Consumer Security Deposits

42 Interest paid on consumer security deposits shall be based on the rate specified by the Commission in the "Delhi Electricity Supply Code and Performance Standards Regulations, 2007", and shall be a pass through in the ARR.

Non-Tariff Income

43 All incomes being incidental to electricity business and derived by the Licensee from sources, including but not limited to profit derived from disposal of assets, rents, net late payment surcharge (late payment surcharge less financing cost of late payment surcharge), meter rent (if any), income from investments, income on investment of consumer security deposit and miscellaneous receipts from the consumers shall constitute Non-Tariff Income of the Licensee:

44 Provided that income arising from investment of shareholder's funds, if any, shall not be included in Non Tariff Income subject to prudence check of requisite detailed information submitted by the Licensee to the Commission.

45 The amount received by the Licensee on account of Non-Tariff Income shall be deducted from the aggregate revenue requirement in calculating the net revenue requirement of such Licensee.

Other Income of Licensee

46 Where the Licensee is engaged in any other business, the income from such business shall be calculated as per "DERC Treatment of Income from Other Business of Transmission Licensee and Distribution Licensee Regulation, 2005" and shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in calculating the revenue requirement of the Licensee;

47 Provided that the Licensee shall follow a reasonable basis for allocation of all joint and common costs between the Distribution Business and the Other Business and shall submit the Allocation Statement as approved by the Board of Directors to the Commission along with his application for determination of tariff.

48 Provided further that where the sum total of the direct and indirect costs of such Other Business exceed the revenues from such Other Business or for any other reason, no amount shall be allowed to be added to the aggregate revenue requirement of the Licensee on account of such Other Business.

Income from cross-subsidy surcharge and additional surcharge on charges of wheeling

49 The amount received or to be received by the Licensee on account of cross-subsidy surcharge and additional surcharge, as approved by the Commission from time to time in accordance with the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Open Access) Regulations 2005 shall be shown separately against the consumer category that is permitted open access as per the phasing plan.

50 Cross-subsidy surcharge and additional surcharge shall be shown as revenue from tariff from the consumer categories permitted open access in accordance with the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Open Access) Regulations 2005 and such amount shall be utilized to meet the cross-subsidy requirements of subsidised categories and fixed costs of the Licensee arising out of his obligation to supply. The Licensee shall provide such details in its annual filings.

Truing Up Mechanism

51 Truing-up shall be carried out in accordance with Regulation A4:21, for each year based on the actual/audited information and prudence check by the Commission;

(i) Provided that if such variations are large, and it is not feasible to recover in one year alone, the Commission may take a view to create a regulatory asset, as per the guidelines provided in clause 8.2.2 of the National Tariff Policy.

(ii) Provided further that under business as usual conditions, the Commission, to ensure tariff stability, may include the opening balances of uncovered gap / trued-up costs in the subsequent Control Period's ARR instead of including in the year succeeding the relevant year of the control period after providing for transition financing arrangement or capital restructuring.

A6: QUALITY OF SUPPLY AND SERVICES

1 The quality of supply and the customer service parameters shall be monitored as per the norms specified by the Commission from time to time.

2 The Licensee shall propose baseline and performance trajectory for all quality parameters as specified in the Delhi Electricity Supply Code and Performance Standards Regulations 2007 including amendments thereto.

3 The Commission shall make an assessment on reliability of baseline data and may prescribe the performance trajectory for each identified parameter for the Control Period. The Commission shall develop a performance framework to encourage Licensees to improve quality of supply and services.

4 The Licensee shall submit the performance on each parameter in the form and manner directed by the Commission. The Commission shall conduct periodic reviews on the performance of the Licensee with respect to quality parameters.

A7: MULTI YEAR TARIFF PROCESS

1 The Multi Year Tariff filing shall be in such form and in such manner as may be decided by the Commission and as per the provisions of Conduct of Business Regulations.

2 The Licensee shall also submit the Multi Year Tariff filing in electronic format to the Commission.

Multi-Year Filings for the Control Period

Business Plan Filings

3 The Distribution Licensee shall file for the Commission's approval, on 1st April of the year preceding the first year of the Control Period or any other date as may be directed by the Commission, a Business Plan approved by the Board of Directors. The Business Plan shall be for the entire Control Period and shall, interalia, contain;

- (i) Sales/Demand Forecast for each customer category and sub-categories for each year of the Control Period;
- (ii) AT&C loss reduction trajectory and collection efficiency for each year of the Business Plan;
- (iii) Power Procurement Plan based on the sales forecast and distribution loss trajectory for each year of the business plan period. The power procurement plan should also include Energy Efficiency and Demand Side Management measures;
- (iv) The Capital Investment Plan shall take into account the sales/demand forecast, power procurement plan, distribution loss trajectory, targets for quality of supply, etc. The investment plan shall be consistent with the perspective plan drawn by the State Transmission Utility, and shall include the corresponding capitalisation schedule and financing plan;
- (v) The appropriate capital structure and cost of financing (interest on debt) and return on equity, terms of the existing loan agreements, etc;
- (vi) The Operation and Maintenance (O&M) costs estimated for the Base Year and two years prior to the Base Year with complete details, together with the forecast for each year of the Business Plan Period based on the proposed efficiency in operating costs, norms for O&M cost allowance including indexation and other appropriate mechanism;
- (vii) Details of depreciation based on the fair life of the asset and capitalisation schedules for each year of the Control Period;
- (viii) A set of targets proposed for other controllable items such as working capital, quality of supply targets, etc. The targets shall be consistent with the capital investment plan proposed by the Licensee;
- (ix) Proposals for other items such as external parameters used for indexation (inflation, etc);
- (x) The filings in addition to the Business Plan period shall also contain the data for the cost and revenue parameters for the 2002 – 2012 period.

Tariff Filing

4 The Distribution Licensee shall file an application for approval of Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff for each year of the Control Period, not less than 120 days before the commencement of the first year of the Control Period or such other date as may be directed by the Commission.

5 The Licensee shall propose capacity based Wheeling Tariff. The Licensee shall also specify the distribution losses voltage-wise to provide for adjustment of losses in the system.

6 The filings for Wheeling Tariff shall contain the following:

- (i) The Distribution system or network usage forecast for each year of the Control Period consistent with the Business Plan;
- (ii) Proposals for computation of tariffs for Wheeling of electricity for each of the years of the Control Period, including the losses and the procedure thereof;
- (iii) Proposals for Non-Tariff Income with item-wise description and details;
- (iv) Proposals in respect of income from Other Businesses like Consultancy Services, Convergence, Training Facilities, etc;
- (v) The proposed Wheeling Tariff shall be voltage-wise;
- (vi) Expected Revenue from the proposed Wheeling Tariff including additional surcharge, etc.

7 The filings for Retail Supply Tariff shall contain the following:

- (i) Licensee shall submit proposal for retail sale of electricity for the consumers pertaining to Retail Supply Business, which shall include tariffs for each consumer category, slab-wise and voltage wise. The proposed tariff may also be based on energy charges, demand charges, minimum charges, etc along with the tariff rationalization measures;
- (ii) Proposals for Non-Tariff Income with item-wise description and details;
- (iii) Each tariff proposal submitted by the Distribution Licensee shall be supported with a cost-of-service model allocating the costs of the Licensed business to each category of consumers based on voltage-wise costs and losses;
- (iv) The tariff proposals of the Licensee should demonstrate that the tariffs are progressively reflecting the cost of supply;

- (v) Expected Revenue from the proposed Retail Supply Tariff, and other matters considered appropriate by the Distribution Licensee, including incentive schemes to consumers, cross subsidy surcharge, etc.

Annual Performance Review (APR) during the Control Period

8 The Distribution Licensee shall submit information as part of annual review on actual performance to assess its performance vis-à-vis performance targets approved by the Commission at the beginning of the Control Period. The Licensee shall submit information on performance on uncontrollable parameters (Sales, Power Purchase, Non-Tariff Income, etc) and controllable parameters (AT&C Losses, Distribution Losses, Collection Efficiency, O&M Expenses, capital investment, capitalisation, depreciation, RoCE, etc).

9 The Licensee shall submit the revised ARR and corresponding tariff adjustments 120 days before the commencement of the Financial Year. The revised estimates shall be required because of trued-up costs on account of uncontrollable variations, revised sales and power purchase estimates, depreciation, Return on Capital Employed, incentive mechanism for exceeding the targets, and implementation of performance framework for quality of supply targets as per the prescribed formats.

Review at the end of the Control Period

10 Towards the end of the Control Period, the Commission shall seek to review if the implementation of the principles laid down in these Regulations has achieved their intended objectives. While doing this, the Commission shall take into account, among other things, the industry structure, sector requirements, consumer and other stakeholder expectations and Licensee's requirements at that point in time. Depending on the requirements of the sector to meet the objects of the Act, the Commission may revise the principles for the next Control Period.

11 The end of the Control Period shall be the beginning of the next Control Period and the Licensee shall follow the same procedure unless required otherwise by the Commission. The Commission shall analyse the performance of the Licensee with respect to the targets set out at the beginning of the Control Period and based on the actual performance, expected efficiency improvements and other factors prevalent, determine the initial values for the next Control Period.

A8: GOVERNMENT SUPPORT FOR SOCIAL CAUSES

1 Any class of consumers, be it a consumer below the poverty line, school, hospital etc, desirous of seeking Government support by way of subsidy, shall approach the Government of NCT of Delhi for this purpose. It would be the discretion of the Government of NCT of Delhi to consider giving subsidy to any class of consumers it so desires;

(i) Provided that the amount towards social causes and subsidy for a particular year of the Control Period shall be paid at least in four equal quarterly instalments and in advance to the period to which it is applicable;

2 Provided further that no such direction of the State Government shall be operative if the subsidy payment is not made in accordance with the provisions contained in this section and the tariff fixed by the Commission shall be applicable from the date of issue of orders.

A9: DISPOSAL OF APPLICATION

1 The Commission shall process the filings made by the Distribution Licensee in accordance with these Regulations and the Conduct of Business Regulations.

2 Based on the Distribution Licensees' filings, objections/ suggestions from public and other stakeholders, the Commission may accept the application with such modifications and/or such conditions as may be deemed just and appropriate and issue, within 120 days of the receipt of the application and after considering all suggestions and objections from public and other stakeholders, an Order containing, inter alia targets for controllable items and the approved ARR for the Wheeling Business and the ARR for the Retail Supply Business along with the Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff.

A10: PERIODIC REVIEWS

1 To ensure smooth implementation of the Multi Year Tariff (MYT) Framework, the Commission may undertake periodic reviews of Licensees' performance during the Control Period, to address any practical issues, concerns or unexpected outcomes that may arise.

2 The Distribution Licensee shall submit information as part of annual review on actual performance to assess the performance vis-à-vis the targets approved by the Commission at the beginning of the Control Period. This shall include annual statements of its performance and accounts including latest available audited accounts as well as the regulatory accounts in the prescribed formats and the tariff worked out in accordance with these Regulations.

3 The Licensee shall submit the revised Aggregate Revenue Requirement and corresponding tariff adjustments 120 days before the commencement of the Financial Year.

4 The Commission may also specify any modifications to the forecast of the Distribution Licensee for the remainder of the Control Period, with detailed reasons for the same.

A11: TRUING UP FOR THE PREVIOUS CONTROL PERIOD

1 Performance review and adjustment of variations of the Distribution Licensees for year FY 2011-12 shall be considered during the Control Period in accordance with the applicable MYT Regulations for that period.

A12: MISCELLANEOUS**Issue of Orders and Practice Directions**

1 Subject to the provision of the Act and these Regulations, the Commission may, from time to time, issue Orders and Practice directions in regard to the implementation of these Regulations and procedure to be followed on various matters, which the Commission has been empowered by these Regulations to direct, and matters incidental or ancillary thereto.

2 Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall have the authority, either suo motu or on a petition filed by any interested or affected party, to determine the tariff of any Licensee.

Powers to remove difficulties
3 If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these Regulations, the Commission may, by a general or special order, not being inconsistent with the provisions of these Regulations or the Act, do or undertake to do things or direct the Licensee to do or undertake such things which appear to be necessary or expedient for the purpose of removing the difficulties.

Power of Relaxation

4 The Commission may in public interest and for reasons to be recorded in writing, relax any of the provision of these Regulations.

Interpretation

5 If a question arises relating to the interpretation of any provision of these Regulations, the decision of the Commission shall be final.

Saving of Inherent Powers of the Commission

6 Nothing contained in these Regulations shall limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission from adopting a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations, if the Commission, in view of the special circumstances of the matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient to depart from the procedure specified in these Regulations.

Enquiry and Investigation

7 All enquiries, investigations and adjudications under these Regulations shall be done by the Commission through the proceedings in accordance with the provisions of the Conduct of Business Regulations.

Power to Amend

8 The Commission, for reasons to be recorded in writing, may at any time vary, alter or modify any of the provision of these Regulations by amendment.

JAYSHREE RAGHURAMAN
SECRETARY

Appendix 1: Depreciation Schedule

		Rate %	Rate %
1	Land owned under full title	Infinity	0
2	Land held under lease		
(A)	For investment in land	The period of lease or the period remaining unexpired on the Assignment of the lease	0
(B)	For cost of clearing site	The period of lease remaining unexpired at the date of clearing the site	0
3	Assets Purchased New		
(A)	Plant and machinery in generating stations including plant foundations		
(i)	Hydro-electric	35	2.57
(ii)	Steam-electric NHRS & Waste Heat Recovery Boilers / Plants	25	3.60
(iii)	Diesel electric & gas plant	15	6.00
(B)	Cooling towers and circulating water systems	25	3.60
(C)	Hydraulic works forming part of hydro-electric system including:		
(i)	Dams, spillways weirs, canals, reinforced concrete flumes & siphons	50	1.80
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge (tanks) hydraulic control valves and other hydraulic works	35	2.57
(D)	Building & civil engineering works of a permanent		

	Description	Rate ₹/sq ft
	character, not mentioned above:	
(i)	Offices & showrooms	50 1.80
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	25 3.60
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	35 2.57
(iv)	Temporary erection such as wooden structures	5 18.00
(v)	Roads other than kutcha roads	50 1.80
(vi)	Others	50 1.80
(E)	Transformers, transformer (kiosk) sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant foundations)	
(i)	Transformers (including foundations) having a rating of 100 kilo volt amperes and over	25 3.60
(ii)	Others	25 3.60
(F)	Switchgear, including cable connections	25 3.60
(G)	Lightning arrestors:	
(i)	Station type	25 3.60
(ii)	Pole type	15 6.00
(iii)	Synchronous condenser	35 2.57
(H)	Batteries	5 18.00
(I)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	35 2.57
(J)	Cable duct system	50 1.80
(K)	Overhead lines including supports:	
(i)	Lines on fabricated steel operating at nominal voltages higher than 66 kV	35 2.57
(ii)	Lines on steel supports operating at nominal voltages higher than 11 kV but not exceeding 66 kV	25 3.60
(iii)	Lines on steel or reinforced concrete supports	25 3.60
(iv)	Lines on treated wood supports	25 3.60
(L)	Meters	15 6.00
(M)	Self propelled vehicles	5 18.00
(N)	Air conditioning plants:	
(i)	Static	15 6.00
(ii)	Portable	5 18.00
(O)		
(i)	Office furniture and fittings	15 6.00
(ii)	Office equipments	15 6.00
(iii)	Internal wirings including fittings and apparatus	15 6.00
(iv)	Street Light fittings	15 6.00
(P)	Apparatus let on hire:	
(i)	Other than motors	5 18.00
(ii)	Motors	15 6.00
(Q)	Communication equipment	
(i)	Radio and higher frequency carrier systems	15 6.00
(ii)	Telephone lines and telephones	15 6.00
(R)	Assets purchased in second hand and assets not otherwise provided for in the schedule	Such reasonable period as the Commission determines in each case having regard to the nature, age and conditions of assets at the time of its acquisition by the owner

Appendix 2: Segregation of Cost between Wheeling and Retail Supply business

The typical role of a Distribution company is:

1. **Distribution Wheeling function** involves transporting of electricity from transmission systems (transmission ends at 66kV) to customers. Traditionally described as "customer end" part of wires business (transmission is the "generator end"). This involves setting up of network consisting of the poles, wires, transformers etc. to reach the electricity physically to the consumer. Main activities are:
 - (a) setting up of physical network – poles, wires, transformers etc to provide electricity to consumers
 - (b) obtaining the 'right-of-way' – in order to set up the network poles, distribution wires company should approach the local authorities for obtaining permission
 - (c) new connections – extension or erection of network, so that new area loads are added to the systems – either a pull or push growth phenomenon
 - (d) maintenance of network – ensuring that the network is in good condition, available to dispatch electricity at any time and is adequate (doesn't cause electrical instability)
 - (e) quality of supply – maintaining proper conductor, transformer loading, transformer maintenance such that the consumer is assured of quality power – assured voltage, assured ampere and frequency
2. **Retail supply function** is also called as merchant function (not physical function). Retailing is sale of electricity to the final consumers and till recently thought of as part of distribution business. The main activities involved are
 - (a) Procurement of electricity from wholesaler or bulk supplier (as mentioned earlier, the electricity generated, flows directly to consumer through wires at various voltages).
 - (b) Pricing of electricity
 - (c) Selling of electricity including the following commercial functions
 - connection of consumer to the network – on payment of certain charges and signing up to consume energy equivalent of 'x' kw of load – categorization depending on the type of service (LT – Domestic, commercial, industry of certain voltage and HT – Colonies, industries, Railways etc)
 - metering of energy used by consumers – setting up meter in consumer premises, their maintenance, reading the meters at regular intervals and ensuring that energy accounting tallies up
 - commercial losses – meaning that energy has been consumed but not billed, either because the consumer is not accounted or because the meters are not read properly or not working or simply theft of energy by consumers
 - billing of electricity supplied – usually on variety of factors such as connected load, load factor, energy demand, energy supplied, consumer service etc. and approved by regulator at periodic intervals
 - collection of bills – setting up infrastructure of collecting the dues from consumers such as 'section offices, kiosks, mobile vans, internet, cheque drop boxes, auto-debit to accounts' etc.
 - disconnection of service – as per the contract with the consumer, the supplier is allowed to discontinue services to the consumer. Reconnection is possible with clearing of dues and payment of re-connection charges

Segregation of Distribution in Wheeling & Retail Supply

The total cost of a Distribution company includes:

1. Purchase of Electricity
 - (a) Capacity Charge
 - (b) Energy Charge
2. Operation & Maintenance Expenses
 - (a) Employee Cost
 - (b) Administration Cost
 - (c) R&M Cost
3. Capital Cost
 - (a) Depreciation
 - (b) Interest charges
 - (c) Return

Cost Allocation

The proposed allocation is based on the premise that the distribution infrastructure up to the consumer's meter is part of the wires business and the distribution infrastructure from meter to consumer premises is part of the Retail Supply business. The approach proposed for allocation of expenditure between Wheeling and Retail Supply is discussed below:

1. Purchase of Electricity

The entire power purchase cost including transmission charges will be allocated to the Retail Supply business.

2. Allocation of Capital Cost

To allocate the capital cost, it is important to split the total assets under the distribution company into Wheeling and Retail Supply business.

The Distribution Company shall identify the assets pertaining to Retail Supply (since the retail supply assets would be lesser in number) and allocate the balance asset to the Distribution business. The major components that would form part in the Asset Book (GFA) of a Retail Supply company would be Meters and billing equipments (computer etc).

Most of the Plant and Machinery and Lines and Cables based assets would form part of the Distribution Assets the same can be allocated to Distribution business. Other fixed assets like Buildings, office equipments, furniture and fixtures, vehicles etc. can be apportioned on the basis of predominant usage concept.

- (a) Depreciation: Based on the allocation of fixed assets to each function, depreciation for each asset sub-group can be proportionately allocated.
- (b) Interest & Financing Charges: Distribution company shall either identify specific loan taken for each of the business (Wheeling & Retail Supply) depending on the nature of the business or allocate based upon the ratio of asset allocation. The interest and finance charges can be charged to the respective function based on the loans identified.
- (c) Returns: Returns shall be allocated on the proposed ratio of fixed assets between Wheeling and Retail Supply business.

3. Operation & Maintenance (O&M) Expenses

The proposed allocation for O&M expenses is discussed below:

- (a) Employee Cost: To segregate the employee cost on the basis of employee requirement to undertake the Retail Supply business. Distribution Company could do an evaluation on the number of employees that could be allocated to the Retail Supply business. This evaluation could be done on a thumb rule basis:
 - (i) The power purchase team/ division could be allocated to the Retail Supply business,
 - (ii) The number of employees involved in metering, billing and collection could be allocated to Retail Supply business, and
 - (iii) Any other which the Distribution Company may feel relevant.
 The rest of the employees would be considered in the Wheeling business. The distribution licensee shall compile the list of employees at different levels and allocate the same of the approach mentioned above. The employee cost shall then be automatically be allocated between Wheeling and Retail Supply based on the employees allocated to the respective businesses. The employee capitalisation should be considered in the ARR of the Wheeling business.
- (b) A&G Cost: A&G expenses related to power purchase, metering, billing and collection, financing expenses on loan related to Retail Supply business shall be allocated to Retail Supply business. Office expenses like telephone, stationery, electricity, lease rent etc shall be apportioned between Wheeling and Retail Supply business on the basis of predominant usage concept.
- (c) R&M Expenses: R&M expenses shall be allocated on the proposed ratio of fixed assets between Wheeling and Retail Supply business. For the purpose of getting more accuracy, the allocation should be done by allocating the R&M sub-heads related to specific asset category in the ratio of the respective classified under Wheeling and Retail Supply business i.e. R&M (Plant and Machinery) could be allocated in the ratio of Gross fixed asset value of Plant and Machinery classified under Wheeling and Retail Supply business.

Other/ Miscellaneous Expenses

Other than the expenses discussed above, the Retail Supply business would also be liable for the expenses for Interest on Consumer Security Deposits, UI Charges, Financing of LPSC.